

ESTUDIO PARA EL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA EN LA PLANTA
INDUSTRIAL DE ROHM AND HAAS COLOMBIA LTDA

JAVIER ENRIQUE GALVAN VILLAMARIN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECANICA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2008

ESTUDIO PARA EL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA EN LA PLANTA
INDUSTRIAL DE ROHMAND HAAS COLOMBIA LTDA

JAVIER ENRIQUE GALVAN VILLAMARIN

Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Director: JUAN SEBASTIAN CERVANTES
Ingeniero Químico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECANICA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BOGOTA
2008

DEDICATORIA

A Liliana por su agradable compañía durante todos esos años de nuestras vidas y por su apoyo incondicional en todo momento, por compartir las cosas buenas y también las difíciles, a mi padre por todas sus enseñanzas. A Ricardo, mi amigo y casi hermano por su apoyo y colaboración en este propósito.

AGRADECIMIENTOS

A los programas de la Agencia Sueca para el Desarrollo Internacional, por haberme dado la oportunidad de participar en el programa de Eficiencia Energética en la Industria y por haberme permitido conocer algo de la cultura Sueca.

Al Dr. Carlos Ramón González, director del programa de Especialización en Gerencia de Mantenimiento de la Universidad Industrial de Santander; por su guía, apoyo y colaboración durante en desarrollo de esta especialización y por su comprensión durante las dificultades presentadas.

A Ricardo Delgado Amaya, Ingeniero Mecánico, Msc. Ecoeficiencia, Ahorro y Alternativas Energéticas; mi amigo y compañero, con quien comparto ideales y temas de interés, en particular el tema energético, uso racional de la energía y eficiencia energética.

Al Dr. Leonardo Acevedo, Ingeniero Químico, Profesor de Ingeniería ambiental, por sus enseñanzas y por enseñar con pasión el tema ambiental.

A Juan Sebastián Cervantes, Gerente de Producción de Rohm and Haas Colombia por permitir el desarrollo de este trabajo de utilidad académica para mí y también de utilidad para la operación de Rohm and Haas.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1 CONTEXTO GENERAL PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO	3
1.1 DESCRIPCION GENERAL DE ROHM AND HAAS COLOMBIA LTDA	3
1.1.1 Descripción general de la infraestructura	3
1.2 DESCRIPCION DEL USO DE LA ENERGIA	7
1.2.1 Distribución del uso de la energía y costos	7
1.2.2 Costos históricos de energía y gas natural	10
1.3 LA SITUACIÓN ENERGETICA	11
1.3.1 Escenario energético Internacional	11
1.3.2 Escenario Nacional	15
1.4 EL COSTO ENERGETICO EN LA INDUSTRIA QUIMICA	20
1.4.1 Costo del Combustible clasificado por uso final en los Estado Unidos	21
1.4.2 Gasto en energía en la industria química en los Estado Unidos	21
1.4.3 Cogeneración en sitio en la industria química en los Estado Unidos	22
1.4.4 Consumo energético por sector en industria química en USA	23
1.4.5 Costo energético por combustible en industria química en USA.	24
2 EFICIENCIA ENERGÉTICA	25
2.1 LA GERENCIA DE LA ENERGIA	26
2.1.1 El programa de administración de la energía	26
2.1.2 Las Auditorias o valoraciones energéticas	27
2.1.3 El mantenimiento y la eficiencia energética	28
2.2 EQUIPOS Y SISTEMAS ELECTRICOS.	28
2.3 MOTORES ELÉCTRICOS	29
2.3.1 El factor de potencia	30
2.3.2 El deslizamiento	31
2.3.3 Tipo de Carga	33
2.3.4 Eficiencia en los motores eléctricos	33
2.3.5 Reemplazo de motores eléctricos por motores de alta eficiencia	35
2.3.6 Cambio de motores sobredimensionados	35
2.3.7 Recomendaciones generales para sistemas eléctricos	36
2.4 CALDERAS DE VAPOR Y SISTEMAS DE QUEMADO	37
2.4.1 Eficiencia de un sistema de generación de vapor.	37
2.4.2 Medidas de ahorro y mejoras en eficiencia de un sistema de vapor.	38
2.5 SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	47
2.5.1 Costo del aire comprimido	47
2.5.2 Control de Fugas	48
2.5.3 Presión de la red.	50
2.5.4 Bombas neumáticas	50
2.5.5 Otras oportunidades de ahorro	51

3	USO RACIONAL DE LA ENERGIA EN LA PLANTA DE ROHM&HAAS	52
3.1	USO Y COSTO ENERGETICO EN TODA LA PLANTA	52
3.1.1	Análisis de los costos de energía para R&H.	54
3.1.2	Análisis general de los costos de energía para DAS.	56
3.1.3	Principales sistemas susceptibles de optimización energética en R&H	57
3.2	SISTEMAS ELECTRICOS	58
3.2.1	Sistema de suministro eléctrico eléctricos.	58
3.2.2	Motores eléctricos.	59
3.3	SISTEMA DE GENERACION DE GAS INERTE	62
3.3.1	Análisis de la demanda de gas inerte.	62
3.3.2	Costo de generación del Gas Inerte (G.I.)	64
3.3.3	Oportunidades de optimización y ahorro energético	65
3.4	SISTEMA DE GENERACIÓN DE VAPOR.	67
3.4.1	Demanda de vapor.	67
3.4.2	Oportunidades de mejora que no requieren inversión de capital.	69
3.4.3	Oportunidades de mejora que requieren inversión de capital.	72
3.5	SISTEMA DE GENERACIÓN DE FRIO.	73
3.5.1	Oportunidades de mejora que no requieren inversión de capital	74
3.5.2	Oportunidades de mejora que requieren inversión de capital.	74
4	OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACION ENERGETICA (OM&AE)	75
4.1	SERVICIOS DE ASESORIA Y CONSULTORIA EN URE.	75
4.2	EFICIENCIA ENERGETICA EN LAS ORGANIZACIONES DE O&M.	78
4.2.1	Evaluaciones/diagnostico de operación y mantenimiento.	79
4.2.2	Iniciar por la alta gerencia.	79
4.2.3	Indicadores y mediciones	80
4.2.4	Nueva visión de de las rutinas de mantenimiento.	81
4.3	BUENAS PRACTICAS DE OM&EM	82
4.3.1	Motores eléctricos.	82
4.3.2	Sistema de aire comprimido.	87
4.3.3	Sistema de vapor de agua	90
5	CONCLUSIONES	96
5.1	ESTUDIO DE BUENAS PRACTICAS DE EFICIENCIA ENERGETICA	96
5.2	Importancia y el impacto de los costos energéticos en la operación.	99
5.2.1	El costo energético en la industria química.	99
5.3	Análisis de la demanda y uso de la energía en Rohm & Haas.	100
5.3.1	Consumo de energía eléctrica en toda la planta (DAS y R&H).	101
5.3.2	Análisis de la demanda de vapor en toda la planta (DAS y R&H).	102
5.3.3	Análisis de la demanda de gas inerte en toda la planta (DAS y R&H).	102
5.3.4	Análisis de la demanda de frio en toda la planta (DAS y R&H).	102
5.4	Análisis del consumo y costo energético para los años anteriores	103
5.5	Proyección de los costos en la situación actual	104

5.6	Oportunidades para hacer un uso más eficiente de la energía	105
	Bibliografía	114

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1. Plano general de la planta de Rohm and Haas	5
Figura 1-2. Área de servicios utilitarios	6
Figura 1-3. Efecto invernadero y calentamiento global.	13
Figura 1-4. Contribuciones relativas estimadas de Gases de efecto invernadero.	14
Figura 1-5. Precios de energía eléctrica por sector en países Latinoamérica.	16
Figura 1-6. Costo unitario de energía eléctrica pagado por Rohm and Haas.	18
Figura 1-7. Costo unitario del gas natural – (Gases del Caribe S.A).	18
Figura 1-8. Costo unitario del gas natural pagado por Rohm and Haas	19
Figura 1-9. Costo del combustible clasificado por uso final en USA.	21
Figura 1-10. Gasto en energía industria química en USA en 1998 (billones US\$)	22
Figura 1-11. Tendencia en capacidad de Cogeneración	22
Figura 1-12. Consumo de energía por sector en la industria química en USA	24
Figura 1-13. Costo del consumo energético por combustible.	24
Figura 2-1. Uso de motores eléctricos en la industria en el Reino Unido	29
Figura 2-2. Costos promedio durante el ciclo de vida de un motor eléctrico.	30
Figura 2-3. Factor de Potencia en un motor eléctrico vs. porcentaje de carga	31
Figura 2-4. Ahorro anual vs. costo de la energía y tiempo de operación.	32
Figura 2-5. Deslizamiento en diferencias condiciones de carga	33
Figura 2-6. Eficiencia para motores estándar y motores de alta eficiencia	34
Figura 2-7. Eficiencia a plena carga como función del porcentaje de carga	35
Figura 2-8. Razones por las que un motor eléctrico es sobredimensionado	36
Figura 2-9. Relación aire – combustible.	41
Figura 2-10. Curva de eficiencia de combustión y Exceso de aire	43
Figura 2-11. Variación de la pérdida de eficiencia vs. exceso de O ₂	44
Figura 2-12. Instalación de economizador.	45

Figura 2-13. Temperatura de alimentación versus eficiencia ganada en caldera.	46
Figura 2-14. Efecto de la temperatura del aire de entrada en la eficiencia.	46
Figura 2-15. Curva característica de una bomba neumática de diafragma.	51
Figura 3-1. Distribución demanda energética total en planta (año 2006).	52
Figura 3-2. Distribución costo energético total en planta (año 2006).	53
Figura 3-3. Distribución del costo energético en toda la planta.	53
Figura 3-4. Consumo promedio de gas inerte.	64
Figura 3-6. Consumo promedio de vapor (Kg/h)	69
Figura 3-8. Energía recuperada por retorno de condensados.	73
Figura 5-1. Comportamiento de demanda energía eléctrica total (enero 2007).	
	101

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Distribución de costos de energía en la locación.	8
Tabla 2. Distribución de la demanda total de energía [MJ] en la locación.	8
Tabla 3. Costo histórico del consumo de energía eléctrica.	10
Tabla 4. Costos del consumo de gas natural	11
Tabla 5. Gases de efecto invernadero y su impacto.	13
Tabla 6. Precios de energía eléctrica según sector y país en Latino América	15
Tabla 7. Costo del gas natural en el año 2006 y su incremento mensual	19
Tabla 8. Costo del gas natural en los últimos 7 años	20
Tabla 9. Ahorro y mejora de la eficiencia energética en calderas	38
Tabla 10. Incremento potencial de la eficiencia en Sistemas de vapor	39
Tabla 11. Excesos de aire recomendados	41
Tabla 12. Volumen de pérdidas de aire para diferentes perforaciones.	49
Tabla 13. Distribución de costos energéticos en R&H y DAS.	54
Tabla 14. Descripción de aéreas y sistemas consumidores de energía.	55
Tabla 15. Costos de energéticos para R&H (año 2006).	56
Tabla 16. Lista de Motores eléctricos seleccionados para el estudio.	60
Tabla 17. Motores que trabajan a baja carga (inferior al 75% de la capacidad)	60
Tabla 18. Datos de cálculos de carga y eficiencia para motores seleccionados.	61
Tabla 19. Demanda promedio de gas inerte por mes.	62
Tabla 20. Demanda promedio de gas inerte por hora	63
Tabla 21. Demanda promedio de vapor por mes (kg/mes).	67
Tabla 22. Demanda promedio de vapor por hora (kg/hr)	68
Tabla 23. Datos de análisis de gases de caldera	70
Tabla 24. Equipos de Generación de Frio	74
Tabla 25. Ahorros potenciales en energía.	76
Tabla 26. Servicio requeridos.	77
Tabla 27. Oferta de servicios relacionados con la gestión energética.	77

Tabla 28. Rutinas de mantenimiento para motores eléctricos.	85
Tabla 29. Rutinas de mantenimiento para motores eléctricos.	89
Tabla 30. Rutinas de mantenimiento para calderas y sistemas de vapor	93
Tabla 31. Costos de gas natural proyectados 2003-2010.	104
Tabla 32. Costos de energía eléctrica proyectados 2003-2010.	104
Tabla 33. Relación de oportunidades de ahorro..	107

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO PARA EL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA EN LA PLANTA INDUSTRIAL DE ROHM AND HAAS COLOMBIA LTDA.*

AUTOR: JAVIER ENRIQUE GALVAN VILLAMRIN**

PLABRAS CLAVE: Eficiencia energética, Uso racional de la energía, Optimización energética, Operación y Mantenimiento, Costo de la energía, Situación energética, energía,

DESCRIPCION

Las actividades de operación y mantenimiento pueden tener un alto impacto en los costos de la energía, por lo cual, se debe plantear un nuevo enfoque a estas actividades con el fin de hacer que las personas adquieran la visión, el conocimiento y la aptitud necesarias para hacer un uso más eficiente de la energía.

Este documento presenta: una descripción general de la planta industrial, algunos aspectos generales del contexto energético nacional e internacional, el uso de la energía en esta planta industrial, aspectos teóricos generales relacionados con el uso de la energía en los diferentes sistemas o equipos existentes y los costos asociados, analiza el uso de la energía e identifica oportunidades para optimizar o disminuir el costo de la misma. Adicionalmente se presenta la relación existente entre la operación y el mantenimiento de una planta industrial y el uso eficiente de la energía. También plantea un nuevo enfoque que debería darse al proceso de operación y mantenimiento en el propósito de optimizar el uso de la energía.

Al analizar el costo de la energía en esta planta industrial se observa que la energía eléctrica tiene un mayor peso en comparación con el gas natural, y que el consumo de esta energía eléctrica esta principalmente representado en motores eléctricos que impulsan bombas, agitadores, ventiladores y por otra parte los sistemas de aire acondicionado. Se observaron oportunidades para optimizar el uso de la energía en estos equipos principalmente mediante la renovación de equipos y el cambio de los motores que trabajan a baja carga. Hay también otras oportunidades en los equipos que consumen gas natural como calderas y quemadores así como también implementando buenas prácticas en el proceso de mantenimiento con el propósito de evitar pérdidas en los sistemas de aire comprimido, vapor y gas inerte.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento, Director: Juan Sebastián Cervantes, Ingeniero Químico.

SUMMARY

TITLE: STUDY FOR EFICIENT USE OF ENERGY IN ROHM HASS COLOMBIA LTD.*

AUTHOR: JAVIER ENRIQUE GALVAN VILLAMRIN**

KEYWORDS: Energy Efficiency, Efficient use of energy, energy use optimization, Operation and maintenance, energy cost, energy issues, energy.

SUBJECT:

Operation and maintenance activities can have a high impact on energy costs and, therefore, a new focus for these activities should be established in order to get people to acquire the necessary vision, knowledge and aptitude to make the most efficient use of energy.

This document presents: a general description of the industrial plant, some general aspects of the national and international energy context, the use of energy in this industrial plant, general theoretical aspects related to the use of energy in the different existing systems and equipment and the associated costs. It analyzes the use of the energy and identifies opportunities to optimize it or reduce its cost. In addition, the existing relationship between the operation and maintenance of an industrial plant and the efficient use of energy is presented. It also proposes a new focus that should be given to the process of operation and maintenance in the effort to optimize the use of energy.

Upon analyzing the use of energy in this industrial plant it can be seen that electrical energy has greater weight than natural gas and that this electrical energy is mainly used by electric motors that power pumps, blowers and in addition the air conditioning systems. Opportunities for optimizing the use of energy in this equipment are mainly seen in renovating equipment and changing the underloaded motors. There are also other opportunities in the equipment that consume natural gas like boilers and burners as well as implementing good practices in the maintenance process in order to avoid losses in the air compressed, steam and inert gas system.

* Monograph.

** School of Mechanical Engineering Maintenance Management Specialization,
Director: Juan Sebastián Cervantes, Chemical Engineer

INTRODUCCIÓN

La creciente competencia de los mercados y el impacto en los costos de operación derivado del aumento en los precios de las materias primas procedentes del petróleo, han generado una necesidad imperante de optimizar la operación con el fin de mantener la viabilidad y competitividad de las organizaciones.

Después de trabajar en la optimización de varios de los componentes de la estructura de costos, se ve en el uso racional de la energía y en la eficiencia energética una oportunidad para disminuir los costos de la operación y adicionalmente aportar a la conservación del medio ambiente a través de la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero de forma directa mediante la reducción del consumo de gas combustible y de forma indirecta mediante un menor consumo de energía eléctrica.

Los costos energéticos se han incrementado de manera consistente en los últimos años y se espera que esta tendencia no varíe debido a la dependencia de los combustibles fósiles y a la creciente demanda de energía. De los componentes de la estructura de costos, el costo energético es el elemento que ha aumentado en mayor porcentaje en los últimos años, motivando de esta forma un interés en pro de su optimización.

Conscientes de la situación energética mundial y de la problemática ambiental, los gobiernos han emitido leyes que ordenan, apoyan y motivan a las industrias y otros sectores a disminuir el consumo de energía mediante la optimización de su uso y la mejora en los procesos.

En los últimos años en Colombia se han iniciado trabajos sobre el uso racional de la energía; el Gobierno Nacional emitió una ley que fue reglamentada recientemente, aunque su aplicación es incipiente todavía. A nivel internacional se pueden observar escenarios diferentes, en países desarrollados e intensivos en el uso de energía como Estados Unidos y los países de la Unión Europea ya existe, desde hace más de una década, legislación reglamentada y políticas específicas en lo referente al uso eficiente de la energía y a la necesidad de disminuir el consumo energético. A nivel empresarial en compañías como ROHM AND HASS en Barranquilla se presenta la oportunidad de iniciar un trabajo que permitiría a la compañía bajar sus costos energéticos impactando de forma positiva en el costo de su operación, en el costo de sus productos y en los objetivos ambientales.

Es necesario antes de buscar oportunidades de ahorro o disminución de costos, analizar y comprender la situación actual del uso de la energía, el costo de la misma y las prácticas de operación y mantenimiento para el caso en estudio.

Este trabajo comprende un estudio del contexto energético nacional e internacional con el fin de conocer las tendencias, políticas y adelantos en el tema, y estudia los temas técnicos aplicables a los sistemas y procesos existentes en la Planta de Rohm and Hass. Durante el estudio de las teorías aplicables se revisaron casos históricos y prácticos desarrollados en la industria y divulgados por organizaciones y asociaciones que trabajan en este tema, se ha clasificado y cuantificado el consumo energético de acuerdo a su fuente, costo y sistemas en el que se consume, para identificar posteriormente los equipos, sistemas o áreas en los cuales hay mayor potencial de optimización. Después de identificarlos se ha analizado la situación tecnológica y las prácticas de operación y mantenimiento con el fin de encontrar y proponer cambios en la operación, en el mantenimiento, la infraestructura y la tecnología, que promuevan un uso más eficiente de los recursos energéticos y por consiguiente una disminución en los costos.

Se analiza el uso de la energía en la planta, abarcando este análisis las dos fuentes de energía primaria utilizadas como son la energía eléctrica y el gas natural, utilizando para este análisis la información disponible de las mediciones realizadas por los sistemas de medición instalados en los puntos de suministro y consumo de la energía, se estudia y se propone la posibilidad de dar un nuevo enfoque a la operación y el mantenimiento con el objetivo de que estos procesos comprendan una nueva responsabilidad y un nuevo rol en la optimización del uso de la energía. Esto implica el involucramiento de la dirección, nuevas responsabilidades para la organización de operación y mantenimiento, así como también capacitación del personal para hacer visible estas oportunidades a la luz de los operarios y mantenedores y la implementación y/o modificación de disciplinas operativas y rutinas de mantenimiento.

Finalmente se proponen de manera general varias oportunidades de ahorro en el consumo de energía así como también en el costo de la misma, presentando los casos de forma general con un análisis preliminar del potencial del ahorro estimado para cada caso. Estos casos deben ser sujeto de un estudio más detallado que permita analizar la viabilidad económica y técnica de cada uno de ellos.

1 CONTEXTO GENERAL PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO

1.1 DESCRIPCION GENERAL DE ROHM AND HAAS COLOMBIA LTDA

Rohm & Haas (R&H) es una compañía cuyo origen se remonta al año 1903, cuando el Dr. Otto Rohm, químico Alemán, desarrollo una purga para la curtición de cueros, que más tarde sería fabricada y comercializada por la compañía que fundara en asocio con su amigo Otto Haas. La primera planta de producción fue fundada en Bristol, Pennsylvania con el nombre de Rohm and Haas Company.

De allí en adelante amplió su línea de productos al campo agrícola e industrial, luego extendió su operación a algunos países de Latinoamérica iniciando en 1963 con la apertura de una planta en Buenos Aires, luego en Brasil, y actualmente también en Colombia y México.

En Colombia estableció su fábrica en la ciudad de Barranquilla, por ser uno de los puertos marítimos más importantes del país. Actualmente laboran en Rohm and Haas Colombia S.A. 120 personas en forma permanente y se producen más de 20.000 Toneladas de productos al año.

Años atrás la línea de productos agrícolas de R&H fue adquirida por la compañía Dow AgroSciences y debido a que varias de las plantas de producción de R&H en el mundo tenían en una misma locación, las instalaciones de productos agrícolas, polímeros, resinas y poliacrilatos; sucedió, que a partir de la venta, las instalaciones de productos agrícolas, ahora propiedad de DAS quedaron dentro de la locación propiedad de R&H. Por lo anterior fue necesario que las compañías realizaran acuerdos para compartir espacios, áreas y servicios comunes, como es el caso de la energía eléctrica y los servicios utilitarios como: energía eléctrica, aire comprimido, vapor, refrigeración y gases industriales. Se elaboran en esta planta una línea de productos industriales con más de 100 referencias de productos agrupados así: Polímeros, Resinas y Poliacrilatos.

1.1.1 Descripción general de la infraestructura

Respecto a la infraestructura y descripción de la planta productiva, R&H comparte espacio y servicios utilitarios como: Gas natural, vapor de agua, gas inerte, energía eléctrica y agua, con la compañía Dow AgroSciences, de tal forma que el pago por estos servicios es en proporción al consumo realizado por cada compañía y también comparten el espacio físico de la planta, teniendo dentro del mismo espacio geográfico dos plantas de producción industrial, una de Rohm&Haas y otra de Dow Agrosciences.

En la figura 1, presentamos la distribución general de la planta detallando las áreas de propiedad de cada compañía y en la figura 2, se observan los detalles del área de utilidades donde encontramos algunos de los principales equipos de servicios como las calderas, compresores de aire, los generadores de gas inerte y equipos de refrigeración para la producción de agua fría.

Los sistemas y equipos dentro del parque industrial de R&H se pueden describir en dos grandes grupos así:

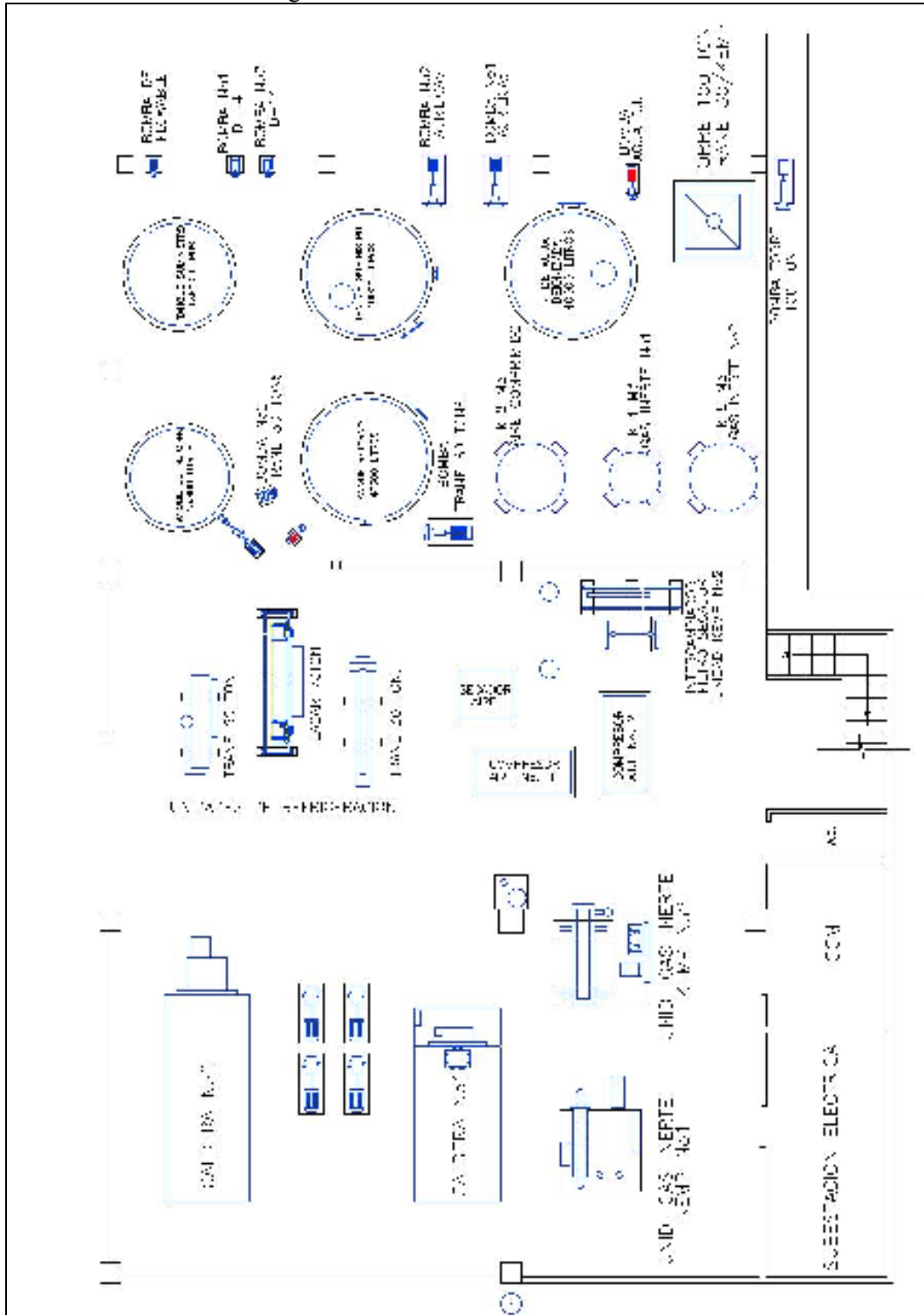
El emplazamiento está constituido por áreas dedicadas de Rohm and Haas, áreas dedicadas de Dow AgroSciences y áreas compartidas.

- El área de Rohm and Haas está constituida por:
 - Oficinas administrativas de Rohm and Haas
 - Edificio de producción
 - Área de talleres y contratistas.
 - Área de almacenamiento de materias primas.
 - Área de almacenamiento de productos terminados.
 - Planta de tratamiento de aguas blancas.
 - Área de almacenamiento de desechos.
 - Área de tanques de almacenamiento de agua.
 - Área de piscinas de tratamiento de aguas residuales.
 - Las vías vehiculares, pertenecen a Rohm and Haas, pero son utilizadas por ambas compañías, siendo de Rohm and Haas la responsabilidad del mantenimiento de las mismas.
 - Área de servicios/ equipos utilitarios.

Los servicios utilitarios están conformados por los siguientes equipos:

- Calderas de generación de vapor: compuesto por dos calderas pirotubulares de 300BHP.
- Sistema de generación de gas Inerte: son dos sistemas quemadores de gas natural con intercambiadores de calor, filtros, secadores, compresores y tanques de almacenamiento; uno principal con una capacidad de 4000 CFM y uno de respaldo con una capacidad de 2000 CFM.
- Sistema de aire comprimido: compuesto por dos compresores de aire, un secador y un tanque de almacenamiento.
- Sistema de generación de agua fría: compuesto por tres unidades de refrigeración mediante chiller eléctricos.
- Las zonas compartidas están compuestas por áreas de tránsito y áreas de comunes como:
 - Área de recreación.
 - Áreas de porterías.
 - Áreas de casino, salas de reuniones.
 - Oficinas de mantenimiento.

Figura 1-2. Área de servicios utilitarios



Fuente: Rohm and Haas Colombia S.A

1.2 DESCRIPCION DEL USO DE LA ENERGIA

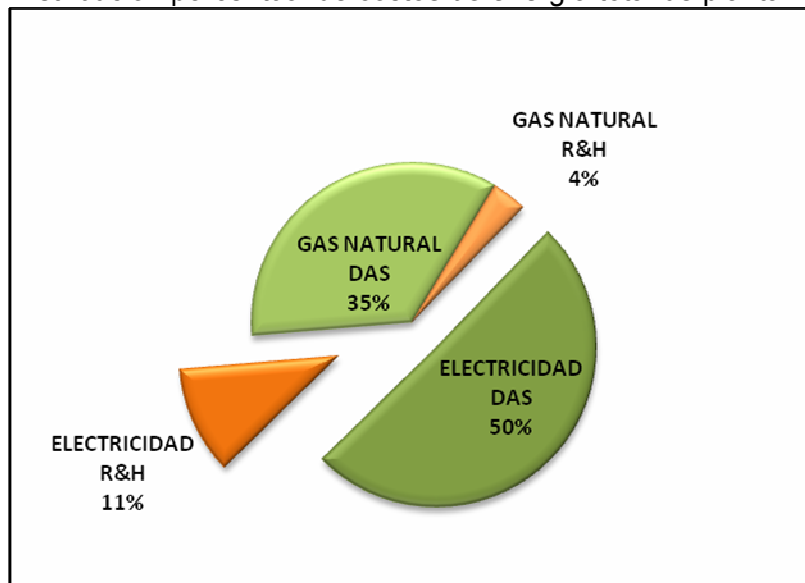
Revisaremos ahora cual es el contexto del uso de la energía en el que se enmarca el presente proyecto; es importante recordar antes que algunos de los servicios proveídos a la locación, como son el agua, la energía eléctrica y el gas, son compartidos y pagados en partes proporcionales a su demanda por R&H y DAS. En ese aspecto, de acuerdo a la información encontrada se observa que en lo referente a las demandas de Gas y Electricidad, DAS es el mayor consumidor llegando a representar más del 70% del total.

1.2.1 Distribución del uso de la energía y costos

Con el fin de realizar un análisis en base energética, hemos homologado las unidades a Joules basados en el poder calorífico del gas natural y en la transformación directa de los kWh eléctricos.

En la figura 3 a continuación, vemos que el costo de la electricidad representa el 61% de la energía consumida en la locación, incluyendo los consumos de las dos compañías (R&H y DAS) y vemos también que el 85% del costo del consumo energético, integrando electricidad y gas natural corresponde a DAS.

Figura 1-3. Distribución porcentual de costos de energía total de planta.



Es pertinente aclarar que aun que el 85% del costo energético es causado por DAS; R&H es responsable por la compra de la energía eléctrica y el gas natural, por operar los equipos utilitarios, el sistema eléctrico y suministrar a DAS la energía necesaria para su operación, adicionalmente, mediante un acuerdo intercompañías

DAS paga a R&H el costo de la energía consumida en su operación. Lo anterior debido a que la locación es propiedad de R&H y DAS tiene sus instalaciones dentro de la misma locación.

Tabla 1. Distribución de costos de energía en la locación.

Fuente de energía	Compañía	Total
ELECTRICIDAD	DAS	\$ 1.240.555.943
	R&H	\$ 269.708.984
GAS NATURAL	DAS	\$ 860.219.711
	R&H	\$ 87.906.467
TOTAL		\$ 2.458.391.105

En la figura 4, podemos ver que el gas natural representa el 77% de la energía [MJ] consumida en la locación, incluyendo los consumos de las dos compañías (R&H y DAS), sin embargo como se observa en la figura 3, en costo, el gas natural representa solo un 15%.

Figura 1-4. Distribución porcentual de demanda energética total de la locación.

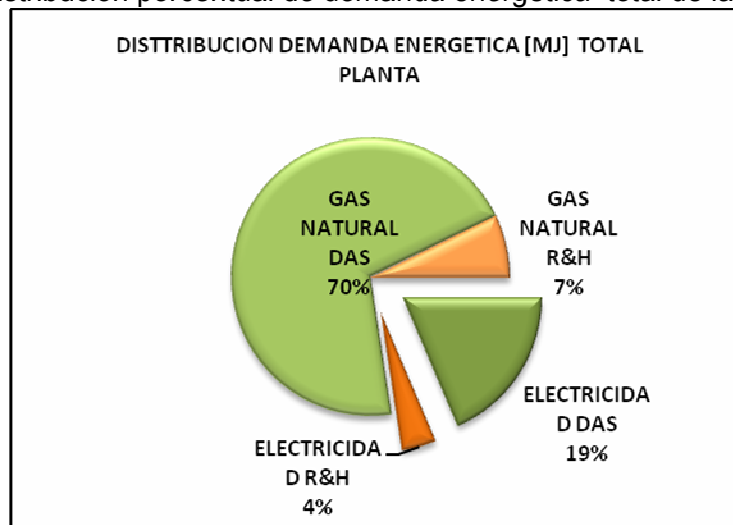


Tabla 2. Distribución de la demanda total de energía [MJ] en la locación.

Fuente de energía	Compañía	Total [MJ]
ELECTRICIDAD	DAS	17.916.242
	R&H	3.895.183
GAS NATURAL	DAS	67.871.920
	R&H	6.935.880
TOTAL		96.619.225

A continuación observamos cual ha sido el comportamiento histórico de los consumos de energía eléctrica y de gas natural en los últimos años, así como el comportamiento de los costos.

En la figuras 5 y 6 se presentan los consumos de energía eléctrica (kWh) y gas natural (m3) del periodo comprendido desde el año 2003 hasta año 2006, se observa que el consumo de gas natural (m3) y el consumo de energía eléctrica (kWh) se ha mantenido estable en los últimos años, sin embargo el costo muestra un incremento considerable cada año como se observa en las figuras 7 y 8.

Figura 1-5. Historial de consumos de energía eléctrica [kWh/año]

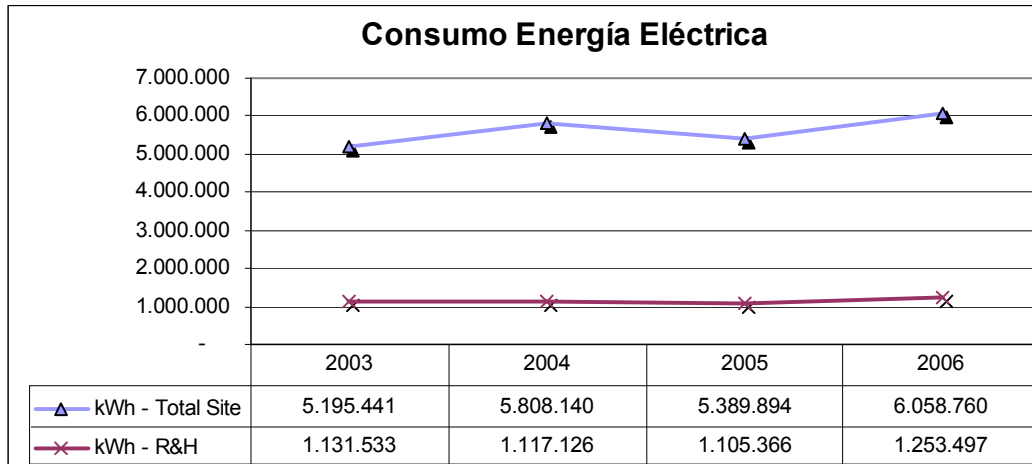
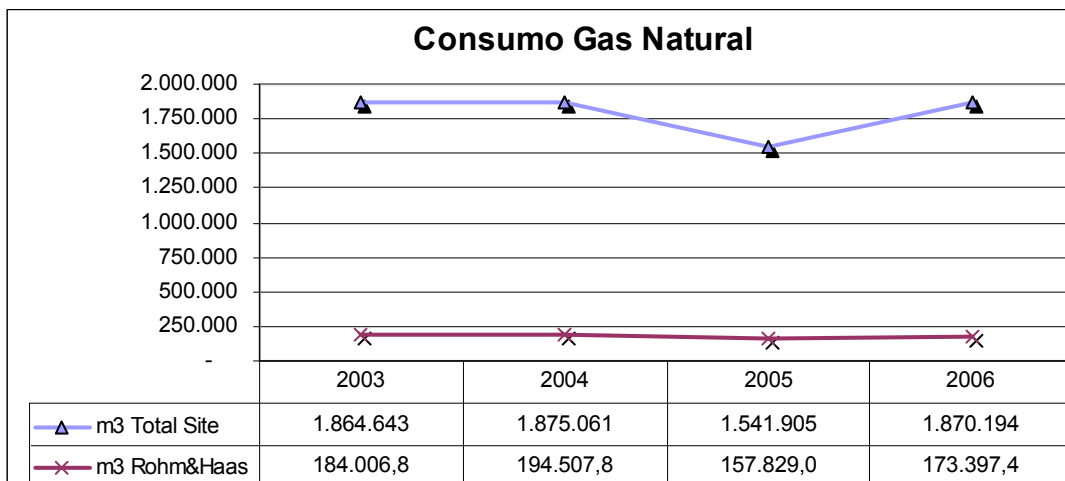


Figura 1-6. Historial de consumos de gas natural



1.2.2 Costos históricos de energía y gas natural

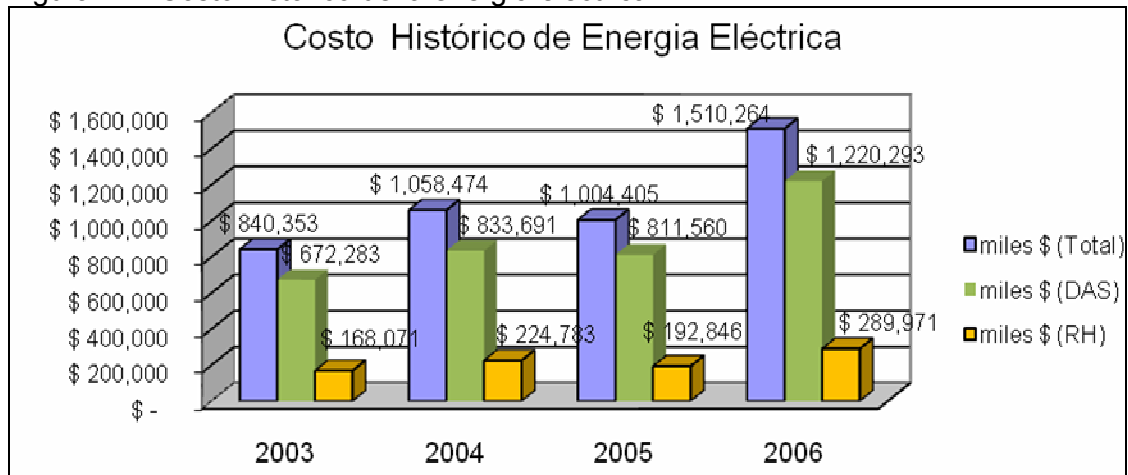
- Costos históricos de consumo de energía eléctrica.

A continuación se muestra en la tabla 3 los valores de los consumos de energía de los últimos años

Tabla 3. Costo histórico del consumo de energía eléctrica.

Año	Miles \$ (total)	Miles \$ (rh)	Miles \$ (das)	% Incremento Anual (Total RH + DAS)
2003	\$ 840,353	\$ 168,071	\$ 672,283	
2004	\$ 1,058,474	\$ 224,783	\$ 833,691	26%
2005	\$ 1,004,405	\$ 192,846	\$ 811,560	-5%
2006	\$ 1,510,264	\$ 289,971	\$ 1,220,293	50%

Figura 1-7. Costo histórico de la energía eléctrica



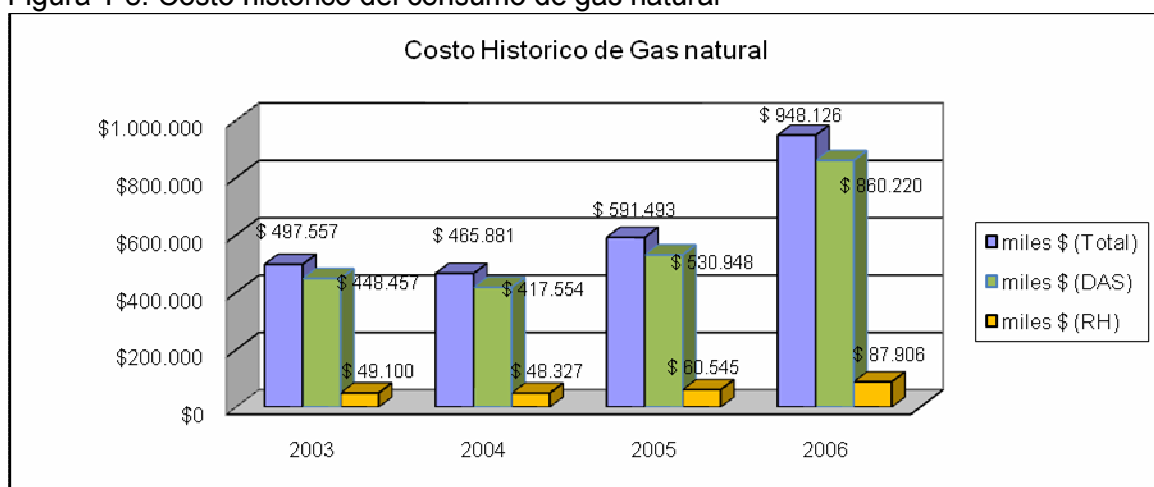
- Costo histórico del consumo de gas natural

A continuación se muestra en la tabla 4 los valores de los consumos de gas natural. Al igual que el costo de la energía eléctrica, el costo de gas natural muestra un incremento progresivo en el periodo 2003-2006, presentando entre en año 2005 y 2006 un incremento del 60%, cambio que en parte se debe a un incremento en el consumo, pero también al incremento en el costo unitario del gas natural.

Tabla 4. Costos del consumo de gas natural

Año	Miles \$ (total)	Miles \$ RH	Miles \$ DAS	% Incremento Anual (Total RH + DAS)
2003	\$ 497,557	\$ 49,100	\$ 448,457	
2004	\$ 465,881	\$ 48,327	\$ 417,554	-6.4%
2005	\$ 591,493	\$ 60,545	\$ 530,948	27.0%
2006	\$ 948,126	\$ 87,906	\$ 860,220	60.3%

Figura 1-8. Costo histórico del consumo de gas natural



1.3 LA SITUACIÓN ENERGÉTICA

1.3.1 Escenario energético Internacional

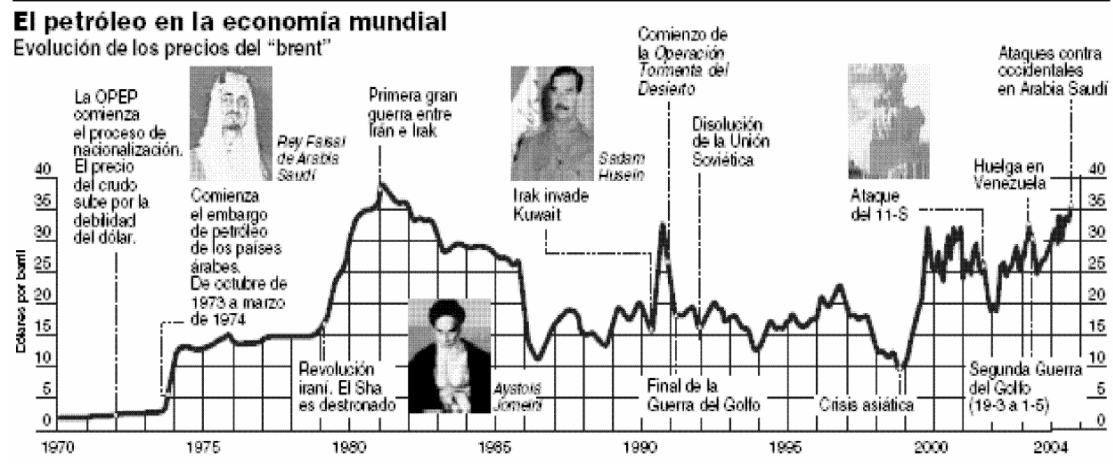
Es ya conocida la tendencia mundial que ha seguido el comportamiento de los precios del petróleo, que como muestra la figura 9, además de tener una tendencia clara al aumento desde 1970, obedecen también a condicionantes socio-políticos que enmarcan su explotación y comercialización en cada momento de la historia.

Con estos antecedentes es razonable pensar que muchos estados y organizaciones económicas reconozcan la importancia de la adecuada gestión de sus recursos energéticos y en muchos casos la gravedad que implica la dependencia de un recurso, que como este, limitado y no renovable, seguramente dispara aun más sus precios en los años venideros.

Por otro lado, se ha sumado y evolucionado paralelamente a esa conciencia creciente sobre el cuidado de las reservas de los recursos energéticos, el

reconocimiento progresivo de la gravedad del impacto ambiental que tiene el uso de los combustibles fósiles, cuyo aporte de CO2 representando el 92% de las emisiones totales de este gas a la atmósfera, es el principal causante de la alteración en el efecto invernadero natural y por ende del grave problema del cambio climático actual.

Figura 1-9. Evolución histórica precios del petróleo



Fuente: Administración de información energética de E.U. , Middle East Economic Survey.

Vale la pena entonces resumir aquí algunos principios de este fenómeno, representado en la figura 10.

Primero es necesario aclarar que el efecto invernadero es un fenómeno natural que permite a la tierra reservar cierta cantidad de energía después de retornar al espacio otro tanto; de hecho, si no existiera este efecto la temperatura media de la superficie de la Tierra podría estar alrededor de los -22 °C, y gracias al efecto invernadero es de unos 14°C, permitiendo así la supervivencia y el desarrollo de la vida en el planeta.

Figura 1-3. Efecto invernadero y calentamiento global.



Fuente: UNEP – GRID-Arendal.

Sin embargo, cuando se aumenta en la atmósfera la cantidad de algunos gases causantes de efecto invernadero, como el CO₂, los gases Clorofluorocarbonados (CFC's), los Óxidos de Nitrógeno (NO_x) y otros, relacionados en la tabla 5, la radiación que debería evacuarse normalmente por la atmósfera hacia el espacio exterior disminuye sustancialmente, quedándose en la tierra, causando así un sobre calentamiento de la misma, que hoy día denominamos "Calentamiento Global" causante del actual fenómeno del Cambio Climático.

En la tabla 5 se presenta el efecto (acción relativa) de otros gases en relación con el efecto generado por el dióxido de carbono CO₂ y la contribución real en porcentaje que es el aporte de cada uno de estos gases en la atmósfera.

Tabla 5. Gases de efecto invernadero y su impacto.

	ACCION RELATIVA	CONTRIBUCION REAL
CO ₂	1 (Referencia)	76%
CFC's	15000	5%
CH ₄	25	13%
N ₂ O	230	6%

Después de identificado los llamados Gases de Efecto Invernadero (G.I) en la tabla 5, es conveniente examinar ahora, a través de la figura 11, cual es la

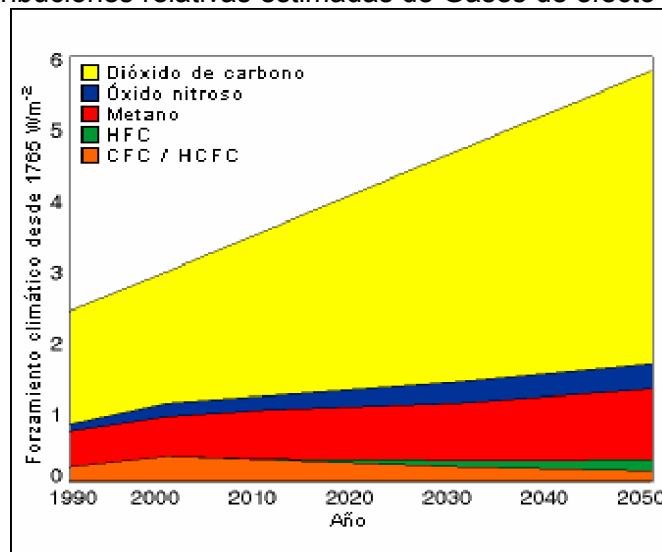
proyección estimada del aumento de las emisiones de estos gases a la atmósfera hacia el futuro, reconociendo claramente así la magnitud del problema y la importancia que se ha dado en la actualidad al mismo.

Bajo este panorama, no en vano se están haciendo grandes esfuerzos desde la cumbre de Río del 92 hasta el actual Protocolo de Kyoto, encaminados a disminuir el calentamiento global y luchar contra el cambio climático, y sus catastróficas consecuencias ya reconocidas

En este sentido y bajo la estructura promotora de un mercado de emisiones, se vienen fortaleciendo a nivel mundial desde hace ya varios años los movimientos de investigación y desarrollo para el ahorro y uso eficiente de la energía, así como el uso de fuentes de energía renovables.

En general los programas de promoción y apoyo para el desarrollo y estudio de la eficiencia energética han sido fomentados por el estado, en varios países desarrollados en su política energética, con el objeto de mejorar la eficiencia global del sistema energético.

Figura 1-4. Contribuciones relativas estimadas de Gases de efecto invernadero.



Fuente: Centro de investigación en consumos y recursos energéticos – CIRCE – España.

En el mundo se ha desarrollado una amplia gama de medidas de intervención, para buscar el desarrollo de la eficiencia energética, algunas de las cuales no han sido aún aplicadas o desarrolladas. Tales medidas pueden calificarse en: a) Medidas legales y regulatorias, b) desarrollo o agregación de mercados, c) financieras, d) disminución de riesgo, e) fondos de Inversión, f) asistencia técnica, g) incentivos

- Costos de energía eléctrica

En la tabla 6 podemos ver los precios actuales de energía eléctrica en los países latinoamericanos.

Tabla 6. Precios de energía eléctrica según sector y país en Latino América

	Precios de la Energía		
	<i>cvs US \$ / kWh</i>		
País	Comercial	Residencial	Industrial
Argentina	22.1	12.4	19.2
Colombia	10.6	4.2	7.8
Chile	10.7	12.9	7.4
Cuba	7.6	10.4	7
Perú	11.9	11.2	6.7
Haiti	9.8	9.4	6.6
Brazil	11	9.3	5.8
México	13.8	5.1	5.3
<i>Venezuela</i>	2.8	1	2

Fuente: Comisión reguladora de Energía y Gas COLOMBIA. <http://www.creg.gov.co/>

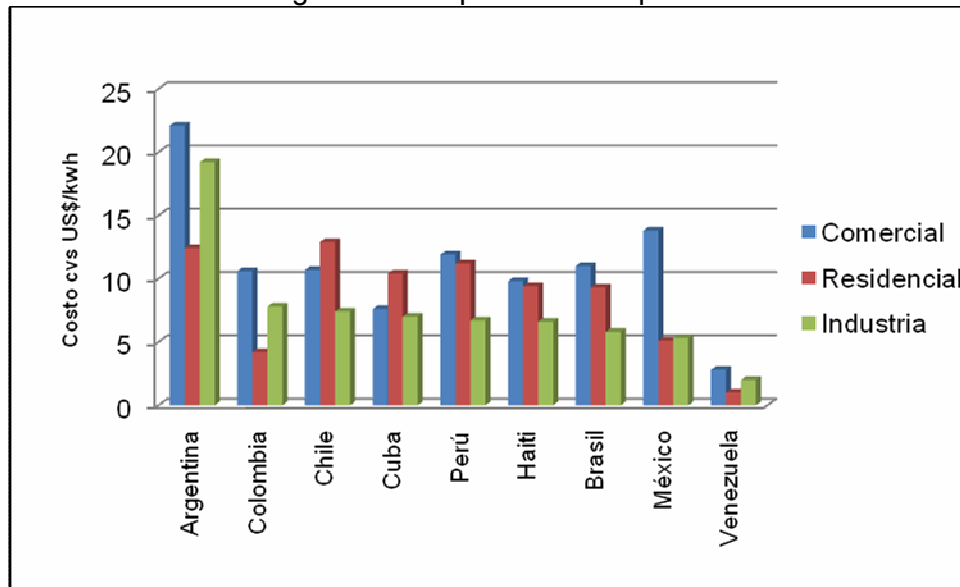
Colombia tiene después de Argentina el costo más elevado por kWh, México y Venezuela tienen el costo más bajo, posiblemente debido a su posición privilegiada en cuanto a la producción de petróleo y a la política energética interna.

Es importante citar que Colombia, Argentina y Venezuela tienen un costo unitario más bajo para el uso residencial a diferencia de los demás países del sector que tienen un costo unitario más bajo para el uso industrial, con el fin de fomentar la industria y posiblemente con el propósito de desestimular el uso de energía para fines domésticos.

1.3.2 Escenario Nacional

La globalización de la economía ha generado una dinámica en los sectores productivos y de servicios al quedar estos expuestos a la competencia internacional, haciendo que se busque cada vez una mejor utilización de los recursos e insumos empleados en su proceso productivo.

Figura 1-5. Precios de energía eléctrica por sector en países Latinoamérica.



Fuente: Comisión reguladora de Energía y Gas COLOMBIA. <http://www.creg.gov.co/>

El gobierno nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), ha venido desarrollando actividades y proyectos para promover y apoyar el desarrollo de actividades con el fin fomentar el uso racional y eficiente de la energía. Podemos mencionar por ejemplo las siguientes actividades:

- La emisión de la ley 697 del año 2001 y su decreto reglamentario.
- La creación de la Comisión intersectorial para el uso racional y eficiente de la energía y Fuentes No Convencionales de Energía (CIURE).
- El programa de Uso Racional y Eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales (PROURE).
- Evaluación del potencial y estructura del mercado de servicios de uso racional y eficiente de energía, desarrollado por la UPME.

- Legislación Nacional

El 03 de octubre de 2001, el gobierno nacional emitió la ley 697 mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía y se promueve la utilización de energía alternativas.

Esta ley fue reglamentada mediante el decreto No. 3683 de diciembre 19 de 2003, en el cual fue creada la Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la energía y Fuentes No Convencionales de Energía (CIURE).

El objetivo del presente decreto es reglamentar el uso racional y eficiente de la energía, de tal manera que se tenga la mayor eficiencia energética para

asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad del mercado energético colombiano, la protección al consumidor y la promoción de fuentes no convencionales de energía, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.¹

Colombia mediante la Ley 164 de 1994 ratificó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, la cual tiene por objeto estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera; Que dentro de los mecanismos que prevé la Convención se encuentran herramientas para los países que buscan promover y apoyar la cooperación para el desarrollo, la aplicación y la difusión, incluida la transferencia, de tecnologías, prácticas y procesos que controlen, reduzcan o prevengan las emisiones antropógenas de gases de efecto invernadero en los sectores pertinentes, entre ellos la energía, el transporte, la industria, la agricultura, la silvicultura y la gestión de desechos.

En este decreto, el gobierno nacional también ordena la disposición de recursos económicos para el fomento de estudios, investigación y creación de organismos que promueven la aplicación y desarrollo del objeto esta ley.

- Tendencias del costo de la energía eléctrica en Colombia

En la figura 13 vemos el costo unitario promedio pagado por R&H desde el año 2003 hasta el 2006. Se ha registrado un incremento del 67% en el costo del kWh respecto del costo en el año 2003.

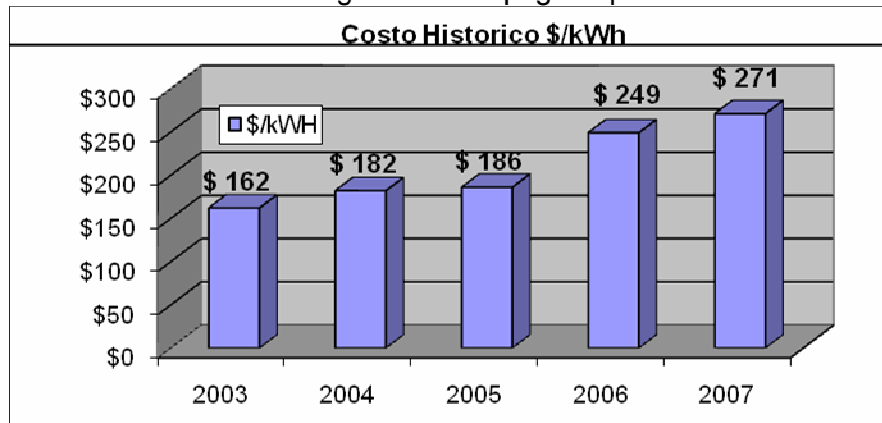
Se espera que el costo de la energía eléctrica continúe en aumento, pues este depende en parte de los precios del gas combustible y en general de la política energética nacional.

- Costo del Gas Natural

Como se puede observar en la figura 14 y en la tabla 8, el costo del gas natural presenta una tendencia al incremento y el incremento acumulado referenciado al año 2000 es de 162% para los pequeños consumidores en la categoría en la cual está clasificado R&H que tiene un consume promedio de 150.000m³/mes, mientras que para los grandes consumidores el incremento acumulado es del 75%. Lo anterior representa un escenario favorable para los grandes consumidores.

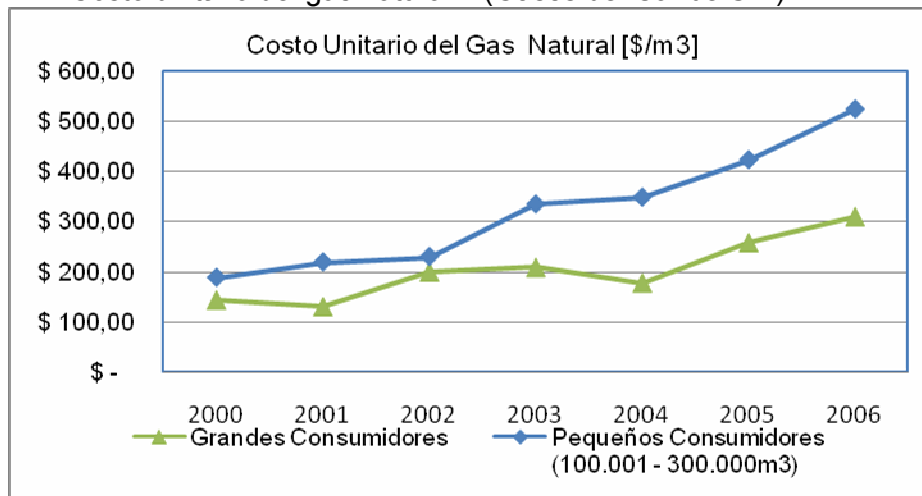
¹ República de Colombia, Gobierno Nacional. Decreto No. 3683 de diciembre 19 de 2000.

Figura 1-6. Costo unitario de energía eléctrica pagado por Rohm and Haas.



En la tabla 7 se presenta el costo unitario mensual para el año 2006 y los incrementos mensuales. Solo en el año 2006 el costo de gas natural fue incrementado en un 22%.

Figura 1-7. Costo unitario del gas natural – (Gases del Caribe S.A).



Fuente: Comisión reguladora de Energía y Gas – República de Colombia.
<http://www.creg.gov.co/>

Figura 1-8. Costo unitario del gas natural pagado por Rohm and Haas

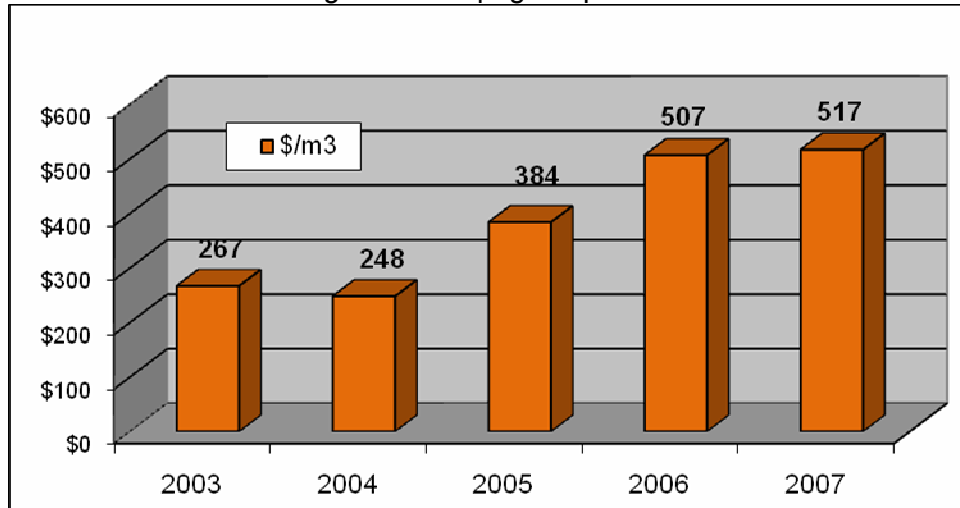


Tabla 7. Costo del gas natural en el año 2006 y su incremento mensual

Industrial	Pequeños consumidores (100.001 - 300.000m3)	% Incremento vs. Enero/06	Grandes consumidores	% Incremento vs. Enero/06
Ene-06	\$ 435.60	0%	\$ 253.55	0%
Feb-06	\$ 438.87	1%	\$ 253.55	0%
Mar-06	\$ 488.96	12%	\$ 304.75	20%
Abr-06	\$ 476.98	10%	\$ 314.30	24%
May-06	\$ 503.12	16%	\$ 326.60	29%
Jun-06	\$ 524.90	21%	\$ 343.60	36%
Jul-06	\$ 555.39	28%	\$ 325.50	28%
Ago-06	\$ 525.99	21%	\$ 320.65	26%
Sep-06	\$ 542.32	25%	\$ 324.67	28%
Oct-06	\$ 540.14	24%	\$ 324.67	28%
Nov-06	\$ 520.54	20%	\$ 317.98	25%
Dic-06	\$ 524.90	21%	\$ 309.64	22%

Tarifas aplicadas por la empresa 'Gases Del Caribe S.A. E.S.P

Fuente: Comisión reguladora de Energía y Gas COLOMBIA. <http://www.creg.gov.co/>

Tabla 8. Costo del gas natural en los últimos 7 años

Industrial	Pequeños consumidores (100.001 - 300.000m3)	% Incremento vs. Dic/00	Grandes consumidores	% Incremento vs. Dic/00
Dic-00	\$ 188.00	0%	\$ 143.73	0%
Dic-01	\$ 219.00	16%	\$ 130.23	-9%
Dic-02	\$ 229.78	22%	\$ 199.43	39%
Dic-03	\$ 334.90	78%	\$ 208.47	45%
Dic-04	\$ 348.48	85%	\$ 177.41	23%
Dic-05	\$ 423.62	125%	\$ 257.81	79%
Dic-06	\$ 524.90	179%	\$ 309.64	115%
Jun-07	\$ 493.00	162%	\$ 251.16	75%

Tarifas aplicadas por la empresa 'Gases Del Caribe S.A. E.S.P

Fuente: Comisión reguladora de Energía y Gas COLOMBIA. <http://www.creg.gov.co/>

1.4 EL COSTO ENERGETICO EN LA INDUSTRIA QUIMICA

El costo de la energía es altamente representativo en la industria química y petroquímica. En el Reino unido UK, por ejemplo, según información de la asociación de industrias Químicas (Chemical Industries Association) el gasto anual en energía y materias primas a base de hidrocarburos es aproximadamente 3billones de libras esterlinas (aprox. US\$5,97billones). Los costos de la energía están siendo presionados hacia el alza por dos factores, el primero es el costo de los permisos de emisiones de gas carbónico (gases de efecto invernadero) y el segundo el costo del gas natural que es particularmente alto en UK.

En UK la industria química tiene un buen historial de mejoramiento en el uso de la energía, debido a los acuerdos sobre el cambio climático y otros acuerdos voluntarios sobre la eficiencia energética este sector ha logrado mejoramientos notables y cercanos al 34% en el periodo 1990-2004.

Los altos costos del petróleo crudo han empezado a afectar los precios en la industria química debido a que este sector es un importante consumidor y también porque muchos productos derivados del petróleo son utilizados como materia prima para producir otros productos.

El efecto de estos altos precios del petróleo y sus derivados aun no ha afectado de gran forma los precios de los productos químicos, pero si los altos precios de petróleo se mantienen por un tiempo prolongado, será inevitable que esto redunde en altos precios para los consumidores de los productos finales.

Muchas industrias de productos químicos consideran que no es conveniente pasar estos sobrecostos directamente al producto y por consiguiente el alto costo de la energía no afectara en igual proporción el costo de producto final, pero si afectara la rentabilidad de estas industrias, adicionalmente algunas autoridades en el tema

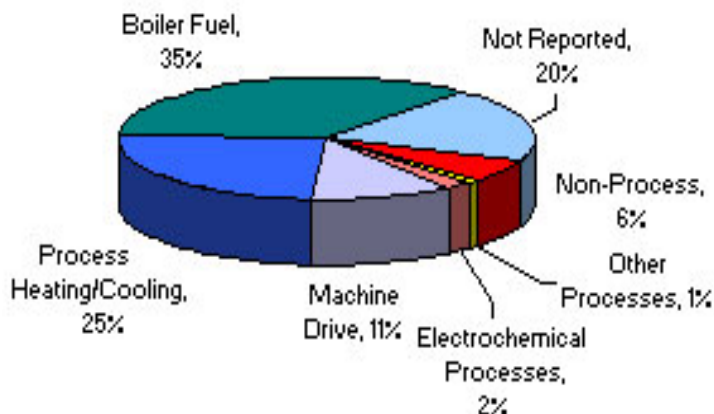
consideran que los precios de los productos químicos están basados más en la oferta y la demanda que en los costos de las materias primas. Por lo anterior es muy importante hacer el mejor esfuerzo para hacer un uso más eficiente de la energía y de esta manera lograr disminuir en alguna medida estos costos.

1.4.1 Costo del Combustible clasificado por uso final en los Estado Unidos

Sobre el 50% de la energía usada en la industria química es transformada en productos químicos. Por ejemplo el LPG (una mezcla de gases como etileno, etano, propano, propileno) son utilizados como materia prima para la fabricación de polietileno y polipropileno y muchos otros productos. También el gas natural es utilizado para producir amoniaco que a su vez es materia prima en la industria de los agroquímicos para la producción de fertilizantes.

En la figura 16, podemos observar la distribución del uso de la energía sin considerar los combustibles utilizados como materia prima, siendo el mayor uso en las calderas de vapor que representa el 35%, el vapor es utilizado en reacciones químicas y procesos de separación. La energía utilizada en el calentamiento de otros procesos así como también el enfriamiento representa el 25% del uso. La electricidad es utilizada para impulsar equipos, también en procesos electroquímicos, en calentamiento, iluminación, enfriamiento de facilidades y edificaciones.

Figura 1-9. Costo del combustible clasificado por uso final en USA.



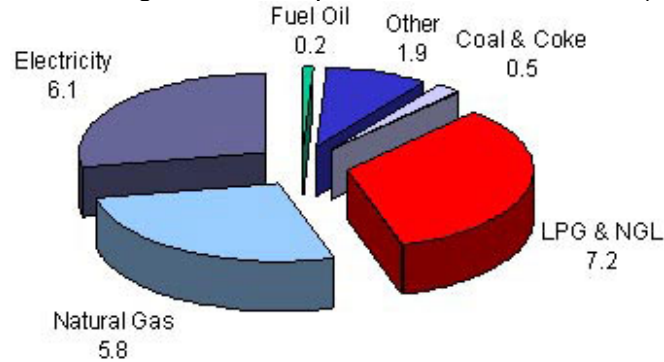
URL: http://www.eia.doe.gov/emeu/mecs/iab98/chemicals/fuel_consumption.html

1.4.2 Gasto en energía en la industria química en los Estado Unidos

A pesar que los costos de la energía varían ampliamente dependiendo del sector químico y de los productos, este costo puede ser muy importante, en algunos casos hasta el 85% de los costos de producción. En el año 1998, la industria del sector químico gastó cerca de US\$22 billones en energía, que corresponde

aproximadamente al 28% del gasto total de energía consumida en la industria de manufactura.

Figura 1-10. Gasto en energía industria química en USA en 1998 (billones US\$)

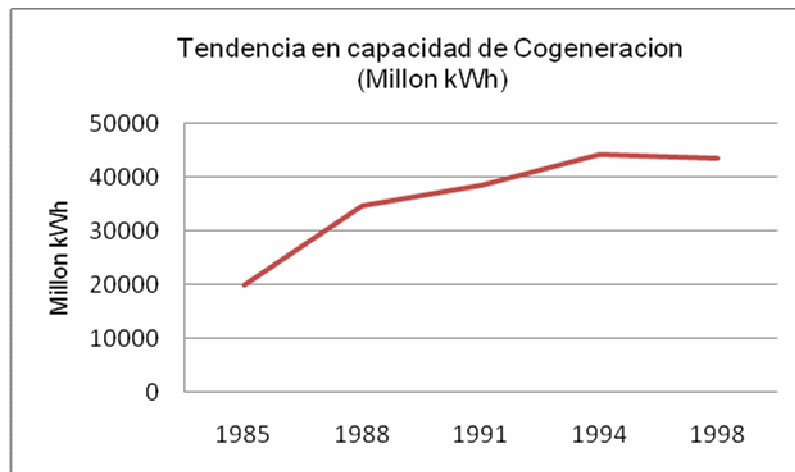


<http://www.eia.doe.gov/emeu/mecs/iab98/chemicals/expenditures.html>

1.4.3 Cogeneración en sitio en la industria química en los Estado Unidos

Cerca de la quinta parte de la energía usada en la industria química es producida in sitio mediante cogeneración. En los Estados Unidos este sector prácticamente ha doblado la capacidad de cogeneración desde 1985, por lo que la industria química es uno de los mayores cogeneradores en el sector de manufactura seguido de la industria del papel. La cogeneración puede proveer competitividad y ventajas sobre la compra de la electricidad a un tercer productor debido a que la eficiencia térmica es mucho mayor y adicionalmente el exceso de energía puede ser vendido a la red.

Figura 1-11. Tendencia en capacidad de Cogeneración

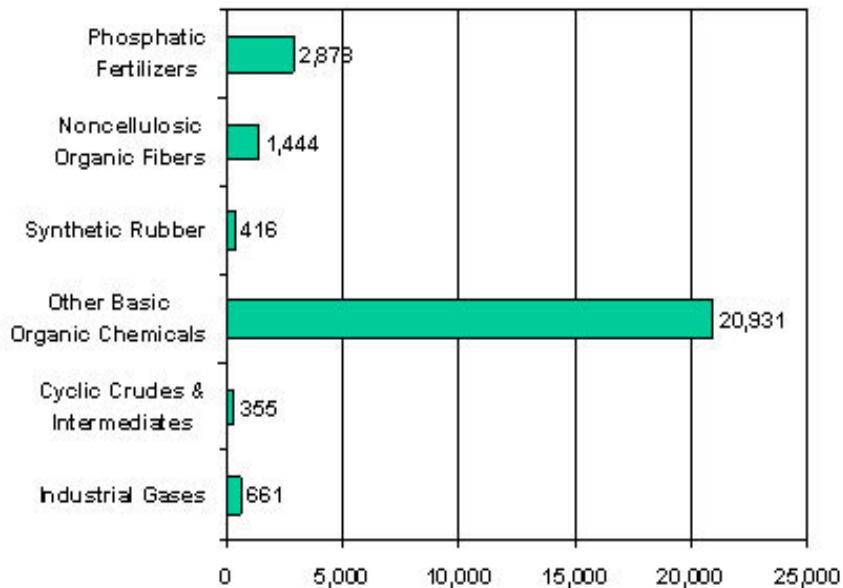


URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/mecs/iab98/chemicals>

En la figura 18, podemos ver el comportamiento de la capacidad de cogeneración del sector en el periodo 1985-1998.

En la figura 19, podemos ver la capacidad de cogeneración (millones de kWh) por sectores de la industria química.

Figura 1-19. Capacidad de cogeneración por sectores en la industria química.



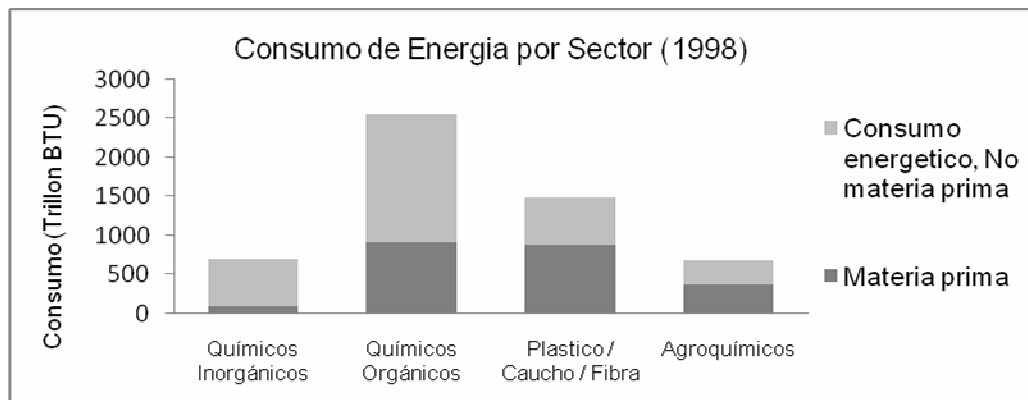
URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/mecs/iab98/chemicals/>

1.4.4 Consumo energético por sector en industria química en USA

La industria de los químicos orgánicos que incluye el propileno, etileno y otros, tiene el requerimiento más alto de energía, siendo el 42% del total. Mas del 35% del consumo energético en el sector de químicos orgánicos es en forma de materia prima para alimentar el proceso con gas natural y LPG. Los combustibles como materia prima, también representan una gran porción de la energía usada en la producción de plásticos y agroquímicos. De otra parte la industria de los químicos inorgánicos es alimentada por otro tipo de materias primas y requiere poco combustible como materia prima.

En la figura 20 se puede observar el consumo energético total por sector y se observa que el sector más intensivo en el uso de energía es el de los químicos orgánicos.

Figura 1-12. Consumo de energía por sector en la industria química en USA

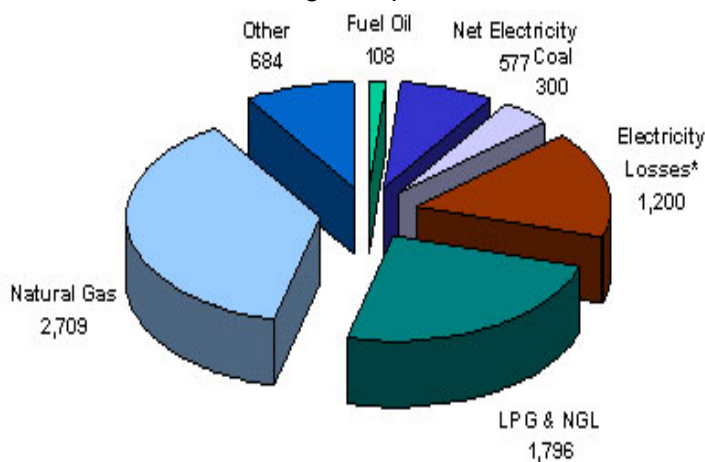


URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/mecs/iab98/chemicals/>

1.4.5 Costo energético por combustible en industria química en USA.

La industria química en los Estado Unidos usa una variedad de recursos combustibles, el 45% de los cuales es usado como materia prima. Esta industria es el más grande consumidor de gas natural (consume cerca del 26% de total consumido en el sector de manufactura) y usa casi la totalidad (95,4) del gas licuado del petróleo (LPG) consumido en el sector de manufactura en los estado unidos. Asi todo el LPG y un cuarto del gas natural es utilizado como materia prima. Entre otras fuentes de energía se encuentran productos secundarios (desechos), agua caliente y vapor comprado a otros productores.

Figura 1-13. Costo del consumo energético por combustible.



*-Pérdidas ocasionadas durante la transmisión, distribución y generación de electricidad (factor utilizado de conversión 10.500 Btu/kWh)

URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/mecs/iab98/chemicals/fuel.html>

2 EFICIENCIA ENERGÉTICA

El uso eficiente de la energía ha tomado importancia debido al contexto energético mundial, en el que se destacan situaciones como: la dependencia de los combustibles fósiles, el alto costo de los combustibles derivados del petróleo, el incremento progresivo del costo de la energía eléctrica y el gas natural, la imperante necesidad de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y por otra parte la creciente competencia de los mercados y por consiguiente la necesidad de disminuir los costos de operación y producción.

El uso eficiente de la energía habilita a las industrias, instalaciones comerciales y también a los establecimientos institucionales para minimizar los costos operacionales, incrementar sus utilidades y mantener la competitividad.

Cómo no dar especial atención al componente de la estructura de costos de producción que mayor incremento ha registrado en los últimos años. Como ejemplo podemos ver en la tabla 7 que en el año 2006 el incremento del costo del metro cubico de gas natural fue de 22% mientras que la inflación para este mismo periodo fue 4.8%.

Con el fin de prestar mayor atención a los costos de la energía, el autor Roger Sant² propone dos principios como fundamentales en la administración de la energía: el primero es controlar el costo de la energía o el servicio suministrado y no la cantidad de energía en Jouls o BTUs; el segundo, la gerencia debe controlar la función de la energía y sus costos como un componente del costo del producto y no como parte de un conjunto de costos de manufactura o costos generales.

Algunos gobiernos han emitido legislación para ordenar, motivar, incentivar el uso eficiente de la energía y la disminución del consumo energético, por ejemplo, el gobierno de los Estado Unidos emitió la orden ejecutiva 13123 en la cual entre otras ordena a la industria trabajar en la búsqueda de los siguientes objetivos:

- Reducir la emisión de gases de efecto invernadero en un 30% para el 2010 en comparación con las emisiones del año 1990.
- Reducir el consumo energético medico en cantidad de energía por unidad de área o por facilidad en 30% al 2005 y 35% para el 2010 en comparación con el consumo registrado en el 1985.
- Incentivar la expansión y el uso de las energías renovables.
- Reducir el consumo del petróleo y sus derivados en las facilidades.
- Reducir el consumo de agua y la energía asociada en las facilidades.
-

² Roger Sant, Energy Management Handbook, Segunda edición.

En Colombia en el año 2001, también el gobierno nacional a emitió la ley 697 que luego fue reglamentada mediante el decreto No. 3683 de diciembre 19 de 2003, sin embargo su real aplicación esta por realizar y aun que la UPME ha realizado algunos trabajos al respecto, la gran mayoría está aún por desarrollar.

2.1 LA GERENCIA DE LA ENERGIA

Así como otras modas o tendencias de la administración como los círculos de calidad, el análisis del valor, una nueva tendencia surge respecto de la administración de la energía y es la necesidad de administrar de manera permanente el uso eficiente de la energía. Algunas de las razones por las cuales se considera conveniente implementar un programa de administración de la energía son:

- Hay un retorno directo de las inversiones y un efecto directo en la estructura de costos. Muchas de las inversiones o proyectos necesarios para mejorar la eficiencia energética tienen periodos de retorno de la inversión menores a los dos años, inclusive algunos son inmediatos por ejemplo los cambios en los acuerdos de compra o suministro de energía eléctrica o gas combustible.
- Algunos cambios en el consumo de energía empleado para la fabricación o producción pueden ser inmediatos e impactan de manera permanente el costo unitario de la producción.
- La tecnología en energía está cambiando rápidamente, tanto que la vida media de algunas tecnologías es de tan solo diez años.
- El comportamiento de precio ha sido creciente y se espera que continúe el incremento en los años por venir. Adicionalmente el mercado de la energía podría hacer que el precio varíé inesperadamente con lo cual un incremento en el costo de la energía afectará directamente el costo de los productos, por lo que una mejora en la eficiencia del uso de la energía podría hacer llevadero hasta cierto nivel estos cambios.
- La necesidad de optimizar para mantener la competitividad de las empresas ha hecho que los gerente apliquen todas las posibles formas para reducir costos y ahora empiezan a mirar hacia nuevos horizontes. Es aquí cuando la eficiencia energética se convierte en una oportunidad.

Muchas compañías han implementado en su organización programas de administración y/o gerencia de la energía y han destinado recursos específicos para lograr resultados a partir de estos programas, inclusive algunas compañías han emitido políticas corporativas para afrontar el tema energético.

2.1.1 El programa de administración de la energía

En países industrializados para los cuales el tema energético ha tomado una connotación importante y en los que inclusive los gobiernos han impuesto metas de ahorro y disminución del consumo energético, muchas empresas han implementado programas de administración de la energía (Energy Management Program), estructurados, con una organización, recursos, objetivos y políticas bien definidos.

2.1.2 Las Auditorias o valoraciones energéticas

Una auditoria/valoración energética en un diagnostico que se realiza para determinar el estado de uso de la energía en un determinado, sector, empresa, sistema o proceso y consiste en una detallada revisión de cómo se usa la energía, cuanto se paga por la misma y finalmente recomendar cambios en las practicas de operación, mantenimiento y proponer mejoras o cambios en los equipos para conseguir una disminución del costo energético.

La estructura general de una auditoria/valoración energética puede ser la siguiente:

- Preparación previa de la auditoria. Obtener información sobre consumos de energía, equipos y proceso que demandan energía, costos y consumos históricos de energía, conocer los contratos y tarifas de suministro de energía y gas, datos de variables de operación, localización geográfica/clima, distribución general de planta, horas de operación, capacidad de producción, listado de equipos.
- Visita a la facilidad. Una vez los datos de operación, costos de energía, datos de equipos ha sido obtenida, se puede realizar la visita a la facilidad. Para empezar se realiza una reunión de apertura a la que deben asistir el gerente general, el gerente de mantenimiento, los supervisores de mantenimiento y otras personas que tengan la potestad de autorizar gasto o cambios operativos. Entre otros tópicos en esta reunión de apertura se presentaran los objetivos de la auditoria energética y las generalidades de la metodología.
- Entrevistas a los directivos y empleados. Con el fin de conocer el real interés las expectativas de la auditoria, las políticas de inversión; se deben realizar entrevistas con los gerentes, jefe financiero y jefes de operaciones. También se deben entrevistar los supervisores de operaciones y mantenimiento, operadores de producción y servicios utilitarios en planta para conocer de cerca los problemas de los equipos y otras condiciones operativas (condiciones de carga, tiempos de operación, etc.).
- Caminata por la planta de producción. Una o varias caminatas en compañía del gerente de planta y el gerente de mantenimiento deben ser realizadas, con el fin de identificar oportunidades de ahorro de energía. Se observaran equipos como: sistemas de aire acondicionado, motores, sistemas de calentamiento, equipos de refrigeración, hornos, calderas, torres de enfriamiento quemadores y otros equipos especiales.
- Análisis posterior a la auditoria. La información obtenida es examinada, organizada y revisada, cualquier información adicional necesaria debe ser solicitada a las personas entrevistadas durante la auditoria. Se deben analizar las oportunidades de ahorro de energía identificadas inicialmente, para determinar de manera aproximada los beneficios potenciales utilizando metodologías de análisis de costo-beneficio generales como: periodo de retorno de de inversión simple (simple payback period – SPP) y la relación costo beneficio (benefit-cost ratio – BCR).
- Reporte de auditoría. EL reporte de auditoría debe empezar con un reporte ejecutivo que debe mostrar de manera breve y clara un diagnóstico general y un

estimado de los ahorros potenciales de las principales oportunidades de ahorro de energía identificadas. Un reporte de auditoría claro y preparado en un lenguaje no técnico fácil de entender aumentara la posibilidad que la gerencia tome la decisión de implementar las mejoras planteadas.

Las herramientas necesarias durante la ejecución de una auditoria energética, con el fin de obtener la mejor información durante la ejecución de una auditoria se deben con algunas herramientas dependiendo de los equipos y procesos existentes estas herramientas podrían ser las siguientes: Cinta métrica, luxómetro, tacómetro, cámara de rayos infrarrojos, voltímetro, pinza amperimétrica, medidor de potencia y factor de potencia, analizador con gases de combustión, medidor de flujo de aire, termómetros y pistola de medición de temperatura por rayos infrarrojos,

2.1.3 El mantenimiento y la eficiencia energética

Se estima que entre en 5% y el 20% de los costos energéticos pueden ser evitados sin que sea necesario para ello realizar mayores inversiones, si no mediante la implementación de un programa de uso eficiente de la energía y la asimilación del concepto de eficiencia energética por parte de la organización de operación y mantenimiento.

El inadecuado mantenimiento de los sistemas que utilizan la energía es una de las principales causas de un mayor consumo de la misma en instalaciones industriales, comerciales, edificaciones de oficinas e incluso en complejos residenciales.

En la industria por ejemplo las pérdidas en los sistemas de vapor, sistemas de refrigeración, agua, aire comprimido, aislamientos térmicos, motores eléctricos, sistemas de bombeo y sistemas de control con mal funcionamiento o desajustados; son debidas en buena parte a un mantenimiento deficiente y los costos que estas condiciones generan pueden ser considerables.

2.2 EQUIPOS Y SISTEMAS ELECTRICOS.

Estos son algunas recomendaciones para optimizar la eficiencia en los sistemas eléctricos:

- Mantener los niveles adecuados de voltaje en la red.
- Minimizar el desbalance entre fases
- Mantener lo más alto posible el factor de potencia
- Seleccionar transformadores eficientes.
- Identificar y minimizar las perdidas en el sistema de distribución.
- Minimizar la resistencia en los sistemas de distribución
- Utilizar variadores de velocidad o motores de dos (2) velocidades donde sea aplicable.
- Comprar motores de alta eficiencia, en los casos de reemplazo por fallas o cuando sea económicamente favorable.

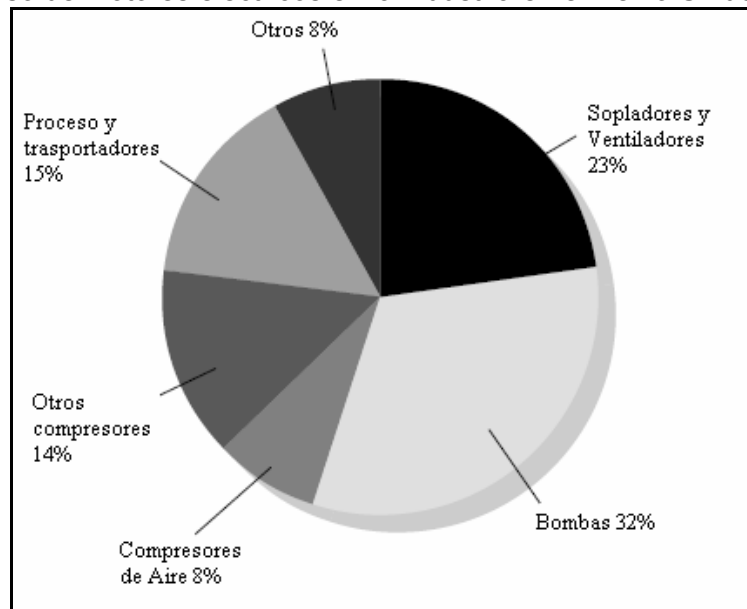
- Aplicar buenas prácticas de mantenimiento como: chequeos periódicos, verificar temperaturas de operación (termografías), realizar chequeos periódicos de desempeño.

2.3 MOTORES ELÉCTRICOS

La mayor parte de la energía utilizada en la industria se emplea en el funcionamiento de motores eléctricos que trabajan en diferentes sistemas y aplicaciones (ver Figura 2-1).

El consumo de energía destinada al trabajo de motores eléctricos en sus diferentes aplicaciones, como: bombas, ventiladores, agitadores, compresores, transportadores, elevadores, etc., representa un porcentaje importante del total de la energía consumida en la industria, por ejemplo en la industria de los estados unidos, según las estadísticas del departamento de energía (DOE) el 63% del consumo de energía en la industria es utilizada en motores eléctricos. Por lo anterior es importante considerar la verificación del desempeño y las oportunidades para mejorar el uso eficiente de la energía en estos equipos.

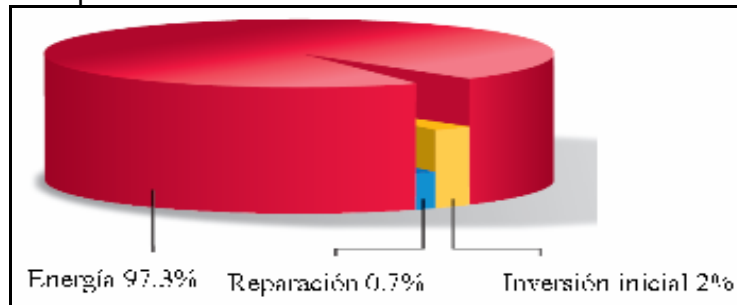
Figura 2-1. Uso de motores eléctricos en la industria en el Reino Unido



Fuente: Good Practices Guide 2: Energy savings with motor and drives. Energy Efficiency Enquires Bureau. U.K

Es muy importante resaltar que a lo largo del ciclo de vida de un motor eléctrico, el valor más representativo entre los costos de compra, instalación, operación y mantenimiento, es el consumo de energético, que puede llegar a representar un 97% del total. En la Figura 2-2, se puede ver la distribución aproximada de los costos durante el ciclo de vida de un motor eléctrico.

Figura 2-2. Costos promedio durante el ciclo de vida de un motor eléctrico.



Fuente: Baldor Electric Motors manufacturer.

Debido a la importancia del costo de la energía consumida en un motor eléctrico es recomendable que sean incluidos los criterios de eficiencia y costo energético, al momento de realizar la compra de un motor eléctrico, ya sea por renovación, adquisición de repuestos o nuevo proyecto.

A continuación trataremos varios conceptos relevantes para el consumo y eficiencia energética en los motores eléctricos.

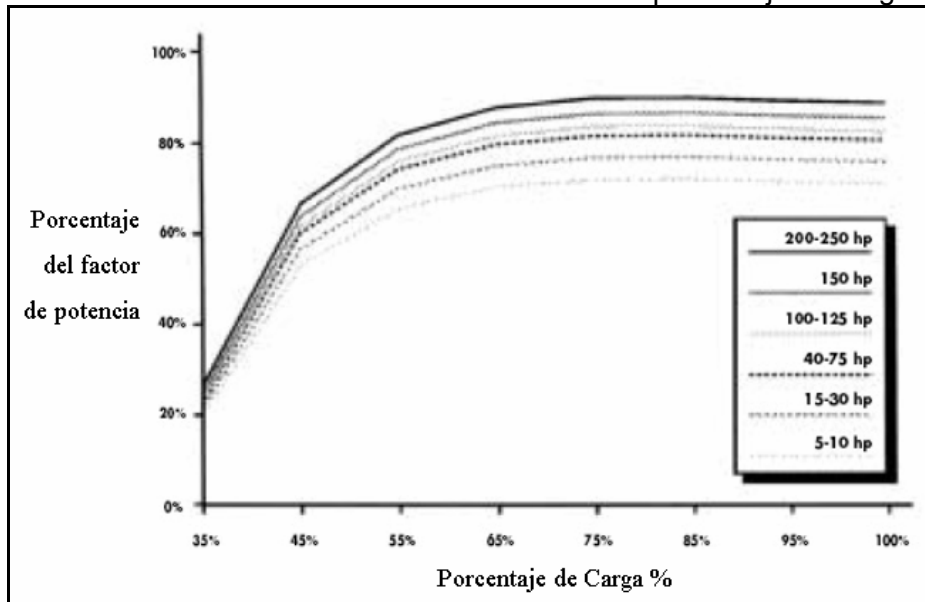
2.3.1 El factor de potencia

El factor de potencia en un motor eléctrico es afectado por la condición de carga como se puede observar en la Figura 2-3, dependiendo del régimen de carga.

Un bajo factor de potencia genera efectos negativos en el sistema que se mencionan a continuación:

- Incremento en las pérdidas por mayor energía reactiva.
- Sobrecostos por pago de penalidades por consumo excesivo de energía reactiva.
- Exige mayor capacidad del sistema de generación y transmisión de energía.
- Genera una disminución del voltaje con el correspondiente incremento de corriente en los motores eléctricos, lo que causa mayor calentamiento y deterioro del aislamiento de los mismos.

Figura 2-3. Factor de Potencia en un motor eléctrico vs. porcentaje de carga



Fuente: Motor Challenge Program – U.S. Department of Energy

Algunas recomendaciones para mantener el control del factor de potencia desde el punto de vista de la operación y el mantenimiento de los motores eléctricos son:

- Minimizar la operación de los motores eléctricos que operan a baja carga. La condición ideal es operar siempre en condición de carga superior al 75%. Se debe promover el cambio de motores que trabajen por debajo de este valor, reemplazándolos por motores adecuadamente seleccionados para el régimen de trabajo.
- Implementar en cuanto sea posible el uso de motores de alta eficiencia, los cuales tienen también un factor de potencia mejorado.

En la Figura 2-4, se muestran los estimados de los ahorros en costo energético logrados al reemplazar los motores de eficiencia estándar por motores de alta eficiencia, este ahorro depende principalmente del costo de la energía (\$/k Wh) y del tiempo de operación.

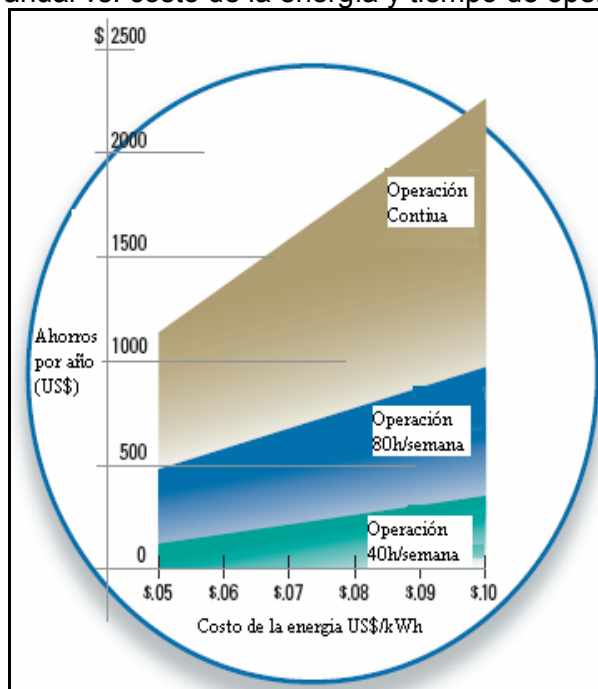
2.3.2 El deslizamiento

Un motor eléctrico no gira exactamente a la velocidad síncrona, pues hay una pequeña diferencia la cual se le denomina deslizamiento.

Ecuación (1)

$$\% \text{ Deslizamiento} = \frac{(\text{Vel sincrónica} - \text{Vel Real})}{\text{Vel Sincrónica}} \times 100$$

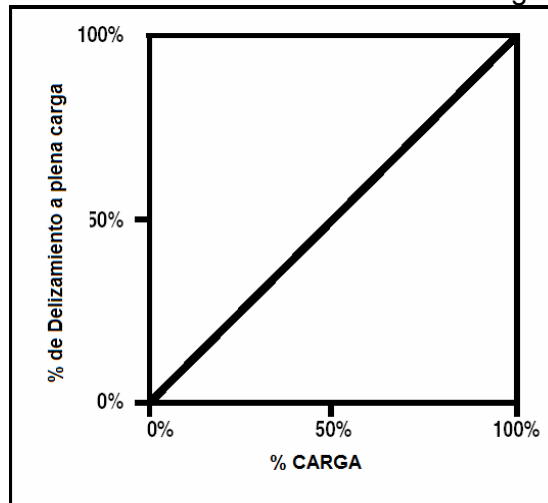
Figura 2-4. Ahorro anual vs. costo de la energía y tiempo de operación.



Fuente: Fuente: Baldor, Fabricante de motores eléctricos.

El deslizamiento es un indicativo de la condición de carga a la cual está trabajando un motor eléctrico, pues a menor carga, menor es el deslizamiento y más cerca estará de la velocidad sincrónica (ver Figura 2-5).

Figura 2-5. Deslizamiento en diferentes condiciones de carga



Fuente: Motor Challenge Program – U.S. Department of Energy

El deslizamiento puede ser útil para determinar la carga a la cual está trabajando el motor como se puede ver en la siguiente ecuación.

Ecuación (2)

$$Carga \% = \frac{\text{deslizamiento}}{S_s - S_r} \%$$

Donde:

$$\text{Deslizamiento} = S_s - S_m$$

S_s = Velocidad sincrónica.

S_r = Velocidad a Plena Carga

S_m = Velocidad medida

2.3.3 Tipo de Carga

Uno de los factores a considerar al momento de seleccionar, reemplazar y analizar la energía consumida por un motor eléctrico, es el tipo de carga (potencia constante, torque constante, torque variable), pues de esto dependen algunas de las características de construcción del mismo y el consumo de energía. Adicionalmente dependiendo del tipo de carga y las condiciones de operación, puede ser conveniente la utilización de variadores de frecuencia.

2.3.4 Eficiencia en los motores eléctricos

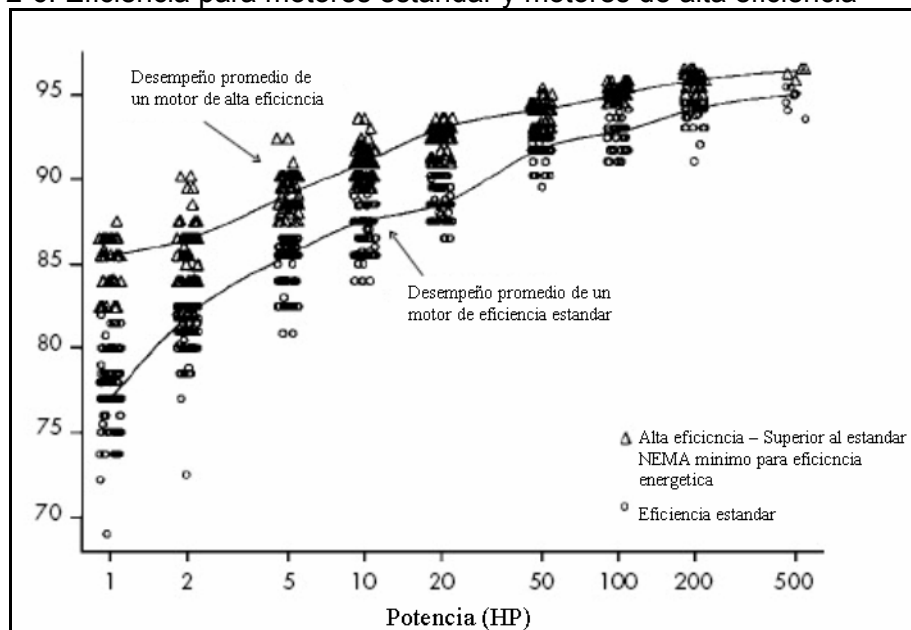
En el año 1992 en los Estados Unidos el DOE (Departamento de Energía) emitió una legislación (Energy Policy Act – EAct) en la cual se definieron los estándares mínimos de eficiencia energética aplicables a los motores eléctricos construidos a partir del año 1997, sin embargo, actualmente muchos de los motores que fueron construidos en los años anteriores a 1997, continúan operando en las industrias, teniendo en esta situación una oportunidad de disminuir el costo del consumo energético.

En el anexo A se pueden encontrar los datos tabulados de eficiencia para motores eléctricos de eficiencia estándar y de alta eficiencia según las especificaciones del estándar Nema Premium.

La eficiencia de un motor eléctrico disminuye en función del régimen de carga de trabajo como se puede observar en la Figura 2-7, por lo cual es conveniente desde el punto de vista de eficiencia energética, que los motores trabajen en condiciones de carga superiores al 75% de la potencia nominal.

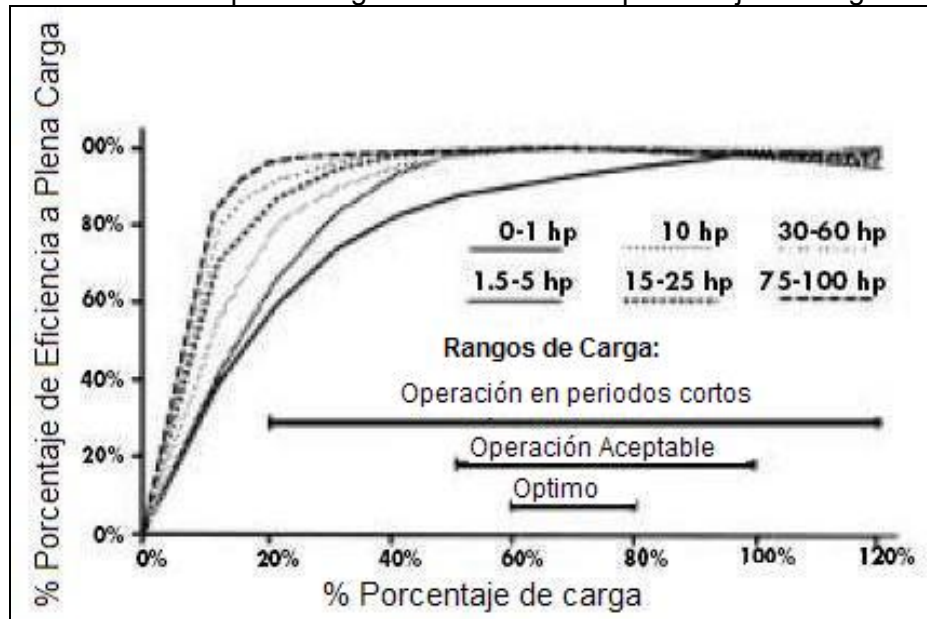
En la Figura 27, se puede ver el desempeño en la eficiencia de los motores de eficiencia estándar y los motores de alta eficiencia que cumplen con los requerimientos del estándar NEMA Premium (NEMA - National Electrical Manufacturer's Association). Se puede ver que en el rango de potencias entre 10-40HP existen diferencias ente 2-4% en la eficiencia. También podemos observar que la diferencia entre la eficiencia es mayor para los motores pequeños, mientras que en los motores de tamaños superiores a los 150HP se hace menor, del orden de 1-1.5%.

Figura 2-6. Eficiencia para motores estándar y motores de alta eficiencia



Fuente: Motor Challenge Program – U.S. Department of Energy

Figura 2-7. Eficiencia a plena carga como función del porcentaje de carga



Fuente: Motor Challenge Program – U.S. Department of Energy

2.3.5 Reemplazo de motores eléctricos por motores de alta eficiencia

Un incremento en la eficiencia de un motor eléctrico puede significar un ahorro considerable en el costo del consumo energético, dependiendo del costo de la energía (\$/kWh), de la potencia o tamaño del motor (kW) y del tiempo de operación por año; por ejemplo, aproximadamente, un motor de 37kW que opera de forma continua a plena carga con un costo de energía promedio de \$200/kWh, genera un costo por consumo energético aproximado de \$63.000.000/año.

En la Figura 2-6, podemos observar la diferencia en el valor de la eficiencia entre los motores de eficiencia estándar y los contruidos de acuerdo al estándar NEMA Premium, esta diferencia en la eficiencia implica que en muchos casos el cambio de un motor antiguo de eficiencia estándar por uno de alta eficiencia sea un proyecto con un retorno de inversión menor a dos años.

Los detalles y las ecuaciones para los cálculos de los beneficios logrados al reemplazar motores eléctricos por motores de alta eficiencia se pueden observar con detalle en el anexo B y anexo C.

2.3.6 Cambio de motores sobredimensionados

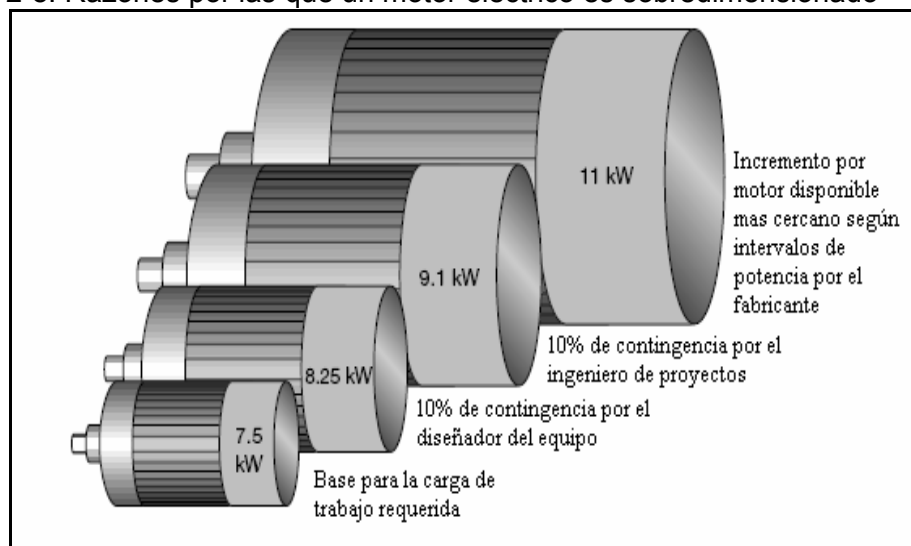
Como se puede observar en la Figura 2-5, la mayor eficiencia de un motor eléctrico se logra al operar sobre el 75% de la carga nominal, si embargo es usual que en la industria existan motores que trabajan en condiciones de carga inferiores al 75%,

por lo que es importante analizar con detalle la carga real demandada a un motor eléctrico cuando se está planeando reemplazar un motor o instalar un equipo nuevo.

Históricamente, en los proyectos de instalación de nuevos equipos o en reemplazo de equipos por obsolescencia o fallas, no se ha dado mayor importancia al costo de la energía consumida por los mismos. En la actualidad, con el incremento progresivo en el costo de la energía y la situación energética, es muy importante realizar la mejor evaluación posible de la potencia real demandada por un motor, pues esta decisión seguramente tendrá un impacto alto en el costo de la energía a lo largo de la vida útil del equipo.

Como se ilustra en la Figura 2-8, son varias las razones por las cuales usualmente los motores eléctricos son sobredimensionados al momento de diseñar un equipo o sistema. Dependiendo de los criterios de los ingenieros de diseño, proyectos y los ingenieros de soporte técnico o de los distribuidores, un motor eléctrico con frecuencia puede estar sobredimensionado hasta un 45%, considerando que en el proceso de selección cada uno de los involucrados puede agregar un factor de seguridad del 10%.

Figura 2-8. Razones por las que un motor eléctrico es sobredimensionado



Fuente: Good Practices Guide 2: Energy savings with motor and drives. Energy Efficiency Enquires Bureau. U.K

2.3.7 Recomendaciones generales para sistemas eléctricos

Estos son algunas recomendaciones para optimizar la eficiencia en los sistemas eléctricos:

- Mantener los niveles adecuados de voltaje en la red.
- Minimizar el desbalance entre fases

- Mantener lo mas alto posible el factor de potencia
- Seleccionar transformadores eficientes.
- Identificar y minimizar las perdidas en el sistema de distribución.
- Minimizar la resistencia en los sistemas de distribución
- Utilizar variadores de velocidad o motores de dos (2) velocidades donde sea aplicable.
- Comprar motores de alta eficiencia, en los casos de reemplazo por fallas o cuando sea económicamente favorable.
- Aplicar buenas prácticas de mantenimiento como: chequeos periódicos, verificar temperaturas de operación (termografías), realizar chequeos periódicos de desempeño.

2.4 CALDERAS DE VAPOR Y SISTEMAS DE QUEMADO

Las calderas de vapor y los sistemas de quemado representan uno de los grupos de equipos más intensivos en consumo de energía en la industria, por ejemplo en la industria de los Estados Unidos, cerca del 60% de la energía proveniente de los combustibles fósiles es empleado en calderas de vapor, hornos y quemadores.

2.4.1 Eficiencia de un sistema de generación de vapor.

Existen varios métodos para medir la eficiencia de una caldera; algunos de estos son los descritos en el código de pruebas e potencia (Power Test Code 4.1, PTC - 4.1-1964) de la asociación de americana de ingenieros mecánicos (American Society of Mechanical Engineers - ASME). ASME definió y estableció dos métodos que son: entradas-salidas, también conocido como método directo (expresado en la Ecuación 1) y el de pérdidas de calor o método indirecto (expresado en la Ecuación 2). Ambos determinan la eficiencia térmica bruta de una caldera.

Ecuación (3)

$$\eta_{caldera} = \frac{m_v \cdot (h_2 - h_1)}{m_c \cdot PCS} \times 100$$

Donde:

- h_2** = Entalpía del vapor a la salida
- h_1** = Entalpía de agua de alimentación
- m_v** = Masa de vapor
- m_c** = Masa de combustible
- PCS** = Poder calorífico superior del combustible

Ecuación (4)

$$\eta_{caldera} = \frac{PCS - \Sigma Perdidias}{PCS} \times 100$$

Donde:

Perdidas = Perdida por gases secos
 Perdida por humedad en combustible
 Perdida por humedad del aire
 Perdida por combustión de hidrogeno
 Perdida por carbón sin quemar
 Perdida por formación de CO
 Perdida por radiación no medida

PCS = Poder calorífico superior del combustible

- Eficiencia de combustión.

Otro método para calcular la eficiencia es el conocido como eficiencia de combustión, que es similar al método de pérdidas de calor pero considerando únicamente las pérdidas térmicas en los gases de escape. La eficiencia de la combustión puede ser medida de forma relativamente fácil mediante el registro de algunos datos en campo, como la temperatura de los gases y su contenido e aire en exceso/defecto, medido mediante el contenido de oxígeno (O₂) o gas carbónico (CO).

2.4.2 Medidas de ahorro y mejoras en eficiencia de un sistema de vapor.

Después de revisar algunos conceptos básicos sobre la eficiencia de un sistema de generación de vapor, conviene revisar ahora cuales son las medidas comúnmente identificadas de ahorro y de mejora en la eficiencia energética en estos sistemas. La Tabla 9 se presenta un resumen descriptivo de algunas estas alternativas de ahorro y de mejora de la eficiencia, agrupada por tipos de medida.

Tabla 9. Ahorro y mejora de la eficiencia energética en calderas

Tipo de medida	Descripción de acciones
Reducción de carga	<ul style="list-style-type: none"> • Aislando adecuadamente las líneas de distribución de vapor y de retorno de condensado • Disminuyendo y reparando las fugas de vapor • Reparando fallas en las trampas de vapor • Retornando condensados a la caldera • Mejorar el tratamiento del agua de alimentación • Mejorar el tratamiento del agua de condensados para alimentación • Disminuyendo y reparando la fuga de condensados • Reemplazar pilotos de quema continua por pilotos de encendido electrónico (bujía-chispa) • Reduciendo la presión en la caldera
Recuperación de	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizar el vapor recuperado de la expansión de

Tipo de medida	Descripción de acciones
calor	<ul style="list-style-type: none"> condensados (Flash steam) • Precalentar el agua de alimentación con un economizador • Recuperar el calor de los gases de escape para usar su energía en otros sistemas, como generación de agua caliente • Recuperar calor perdido de otros sistemas para precalentar el agua de alimentación • Precalentar el aire de alimentación para combustión
Mejoras directas en la eficiencia	<ul style="list-style-type: none"> • Reduciendo el exceso de aire • Suministrando suficiente aire para una combustión completa • Instalando sistemas de control de la combustión, que controlen constantemente el exceso de aire y CO • Optimizar la carga cuando hay múltiples calderas: apagando las que no se requieran cuando la carga puede ser asumida por las otras a máxima capacidad, y/o instalando sistemas más pequeños para asumir la poca carga adicional. O en otros casos instalando sistemas satélite para las cargas más alejadas • Instalando quemadores de bajo exceso de aire • Reparar o reemplazar los quemadores defectuosos
Otras alternativas	<ul style="list-style-type: none"> • Instalar variadores de velocidad en las bombas del agua de alimentación • Instalar variadores de velocidad en el soplador de aire de combustión • Instalar motores de mejor o alta eficiencia en las bombas del sistema; de agua de alimentación, de condensados.

Fuente: Energy management Hand Book - Fifth edition

Se puede identificar ahora a través de la Tabla 10 como llegan a impactar algunas de estas medidas la eficiencia general del sistema.

Tabla 10. Incremento potencial de la eficiencia en Sistemas de vapor

Medidas que se pueden aplicar	Incremento potencial de la eficiencia
Mantenimiento de las calderas	1-2%
Optimizar el encendido de la caldera	5-10%
Optimizar la distribución de la carga (varias calderas)*	2-5%
Disminución temperatura gases de escape.	1% por cada 22 °C de disminución (hasta 3%)
Reducción de purgas de la caldera	1%
Reducción del exceso de aire	5-10%

Incremento en la temperatura del aire de combustión – (Precalentadores considerados para calderas de 25.000 lb/hr en adelante)	1% por cada 22 °C de aumento en el aire
Incremento en la temperatura del Agua de alimentación – (Economizadores)	1% por cada 5 °C de aumento en el agua
Monitoreo y control de las emisiones	1-2%
Retorno de condensados	5-10%
Control de carga	3-5%
Fugas de vapor	3-5 %
Trampas de vapor	5-10%
Aislamiento térmico	5-10%
Disminución temperatura de gases	1% (por cada 70 psig de reducción)
<i>Recuperación térmica de las purgas (Flash Steam)</i>	1%

Fuentes: Curso de generación de Vapor, Distral S.A. , Unilever Andina, 2000 y www.ase.org - (alliance to save energy)

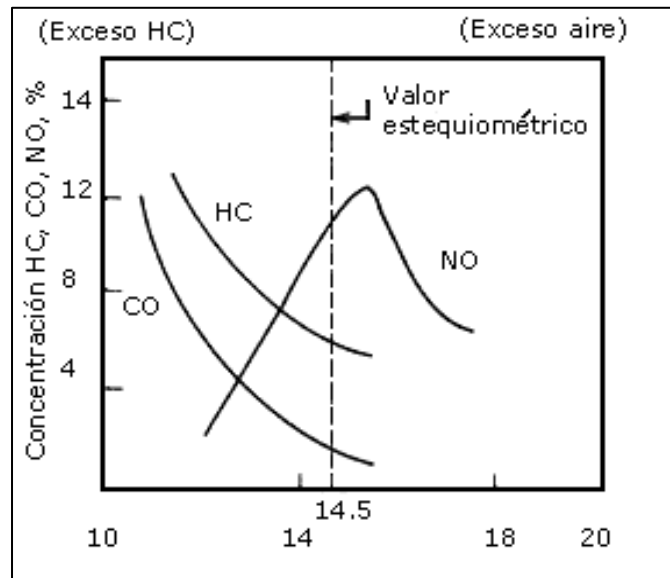
Se examinarán ahora consideraciones adicionales sobre algunas de las medidas mencionadas de mayor relevancia por su potencial de ahorro y/o popularidad en su aplicación.

- Disminución del exceso de aire. Es claro que para realizar un proceso de combustión completo se requiere cierta cantidad de oxígeno aportado por el aire; la estimación estequiométrica de esta cantidad de aire, establecería que cantidad exacta de este se requiere para que, en teoría, se oxiden todos los componentes activos del combustible (usualmente Carbono, Hidrógeno y Azufre) y no se desperdicie energía en esta reacción. De esta forma se define la proporción idónea de aire y combustible comúnmente denominada Relación Estequiométrica Aire-Combustible. La Figura 2-9 permite identificar esta relación y observar la tendencia a la disminución de no quemados. (Hidrocarburos – HC) en función de una mayor Relación Aire-Combustible en la reacción.

Sin embargo, en la práctica se suministra un exceso de aire para evitar la aparición de estos inquemados, ya que el proceso de reacción no solo depende de que exista una cantidad suficiente de oxígeno sino también de que la mezcla entre este aire y el combustible sea completa y uniforme.

La situación consiste entonces en identificar claramente cuál es la cantidad real de aire requerido, o mejor el % de exceso de aire necesario para obtener una combustión completa, y que minimice la cantidad de O₂ en los gases de escape; ya que este oxígeno arrastra consigo una cierta cantidad de energía (entregada por el combustible) que no se aprovecha y que inclusive se manifiesta en una mayor temperatura de los gases de la chimenea.

Figura 2-9. Relación aire – combustible.



Fuente: http://omega.ilce.edu.mx:3000/.../059/htm/sec_9.htm

En la experiencia desarrollada bajo las consideraciones anteriores, se han reconocido algunos valores del exceso de aire recomendados para diferentes tipos de combustible como se puede observar en la siguiente Tabla 11. Así como también los rangos de temperaturas que se pueden encontrar por ejemplo para diferentes porcentajes de exceso de aire en la combustión de gas natural, como se puede ver en la Figura 31.

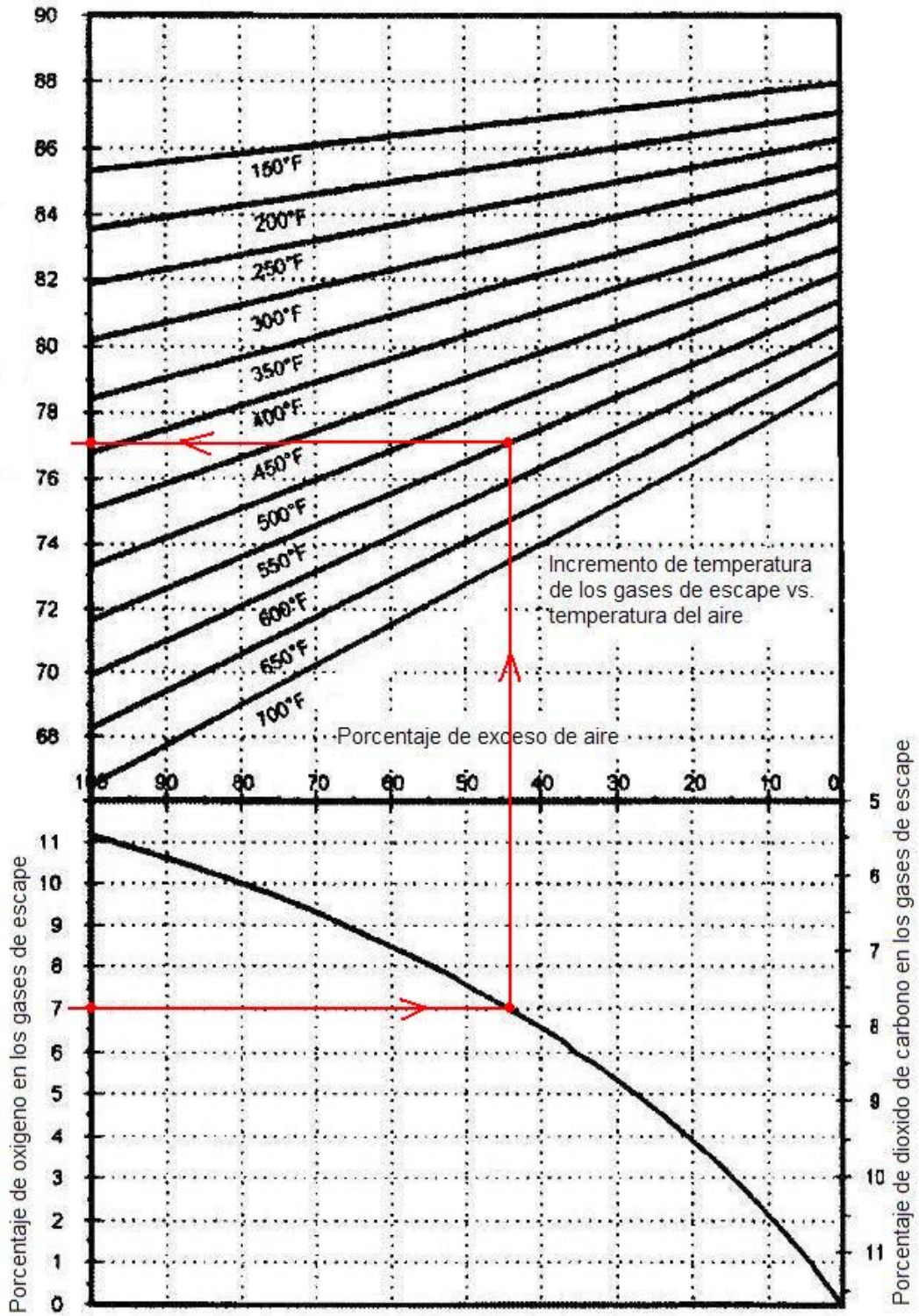
Tabla 11. Excesos de aire recomendados

Combustible	Tipo de combustión	% de exceso de aire	% O2 en gases de escape
Gas natural	Tiro natural	20-30	4-5
	Tiro forzado	5-10	1-2
	Bajo exceso de aire	0,4-0,2	0,1-0,5
Fuel No. 2	Copa rotatoria	15-20	3-4
	Atomizado por aire	10-15	2-3
	Atomizado por vapor	10-15	2-3
Fuel No. 6	Atomizado por vapor	10-15	2-3
Carbón	Pulverizado	15-20	3-4
	Ciclón	7-15	2-3

Fuente: Wayne C. Turner. Energy Management Handbook, 5th edition

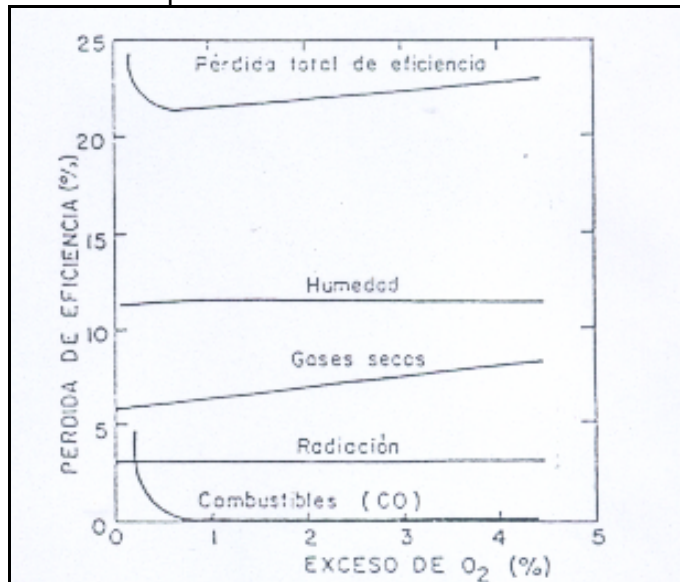
Finalmente también se debe reconocer la importancia de controlar el exceso de aire para que se mantenga en los márgenes adecuados que permitan el máximo aprovechamiento del combustible, sin la producción de no quemados, que además de representar un desperdicio de energía, son altamente contaminantes, al punto de estar controlados mediante normatividad de emisiones atmosféricas en todo el mundo. La Figura 2-11 representa el efecto del exceso de O₂ en la eficiencia total del sistema de generación de vapor.

Figura 2-10. Curva de eficiencia de combustión y Exceso de aire



Fuente: Wayne C. Turner. Energy Management Handbook, 5th edition.

Figura 2-11. Variación de la pérdida de eficiencia vs. exceso de O₂



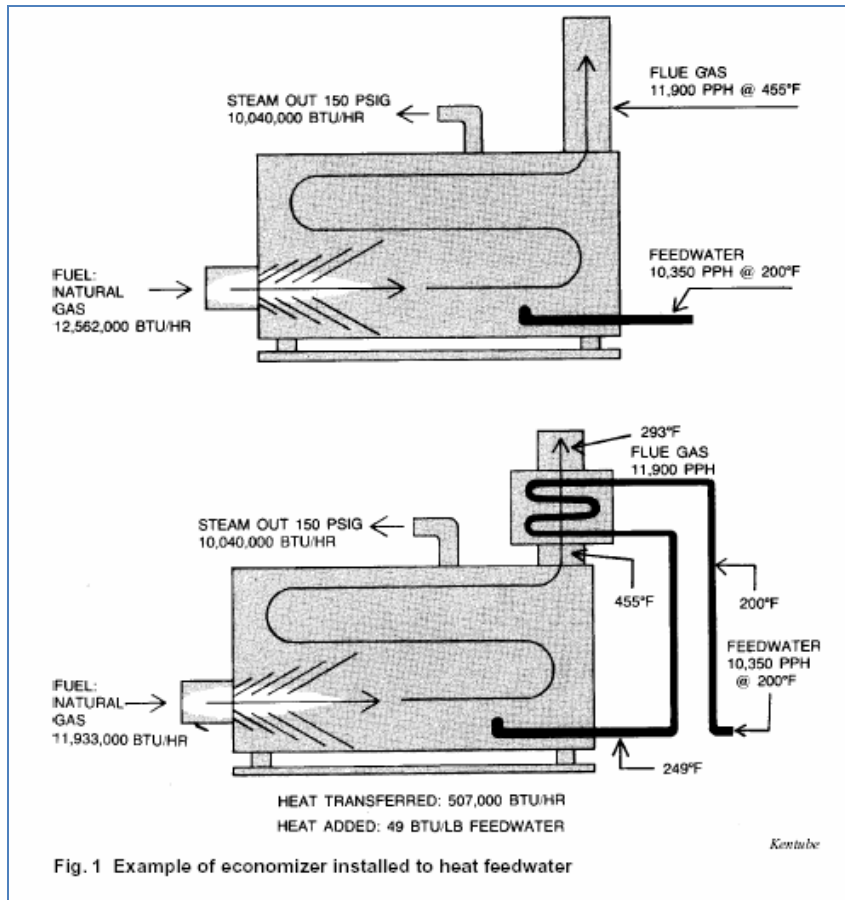
Fuente: Curso de generación de Vapor, Distral S.A. , Unilever Andina, 2000

- Incremento en la temperatura del agua de alimentación de la caldera.
Uno de los mecanismos ampliamente conocidos para lograr un incremento directo de la eficiencia de la caldera consiste en encontrar una fuente de energía que permita aumentar la temperatura del agua de alimentación de la caldera y ahorrar, en alguna proporción esta, cierta cantidad de energía (dependiendo de la temperatura que se obtenga para el agua de alimentación), que en principio debería haber sido suministrada por el combustible.

Una forma comúnmente usada para conseguir esta fuente de energía es usar la energía remanente de los gases de combustión antes de ser conducidos por la chimenea, usando Economizadores, que pueden estar dentro del conjunto de generación como en calderas de gran capacidad, o como el presentado en la Figura 2-12, el más usado en calderas piro-tubulares.

Sin embargo también existen otros medios para precalentar y acondicionar el agua de alimentación de la caldera, uno de estos es el uso de desaireadores, que usan normalmente una línea de baja presión del mismo vapor producido en la caldera, para eliminar el contenido de gases disueltos en el agua como el (O₂ y el CO₂) que ocasionan graves problemas de corrosión.

Figura 2-12. Instalación de economizador.

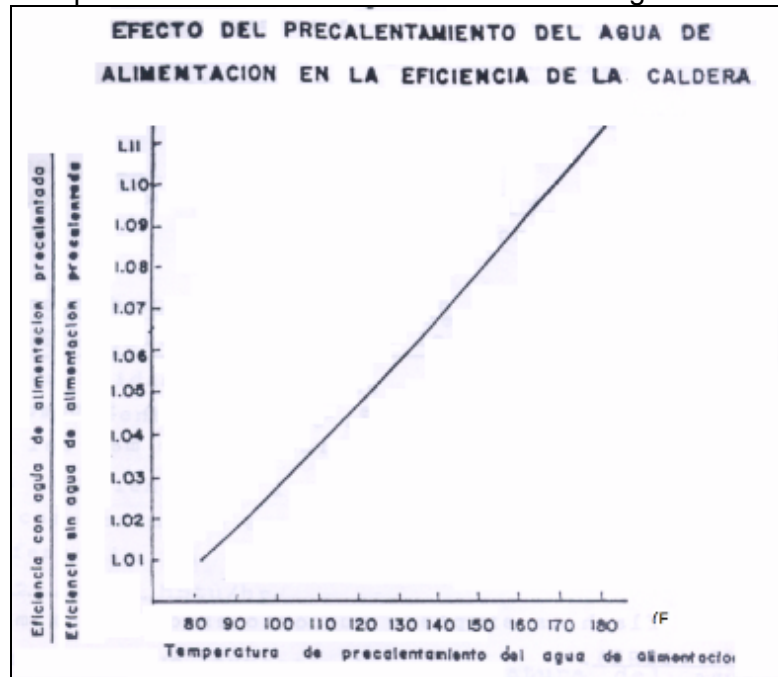


Fuente: Donald R. Wulfinghoff, Energy Efficiency Manual - 1999

En cualquier caso es conveniente identificar fuentes de energía para recuperar calor y usarlo en el calentamiento del agua de alimentación, ya que los beneficios económicos por esta vía pueden ser considerables como se presenta en las Figura 2-13, considerando la mejora de la eficiencia en función de la temperatura del agua de alimentación de la caldera.

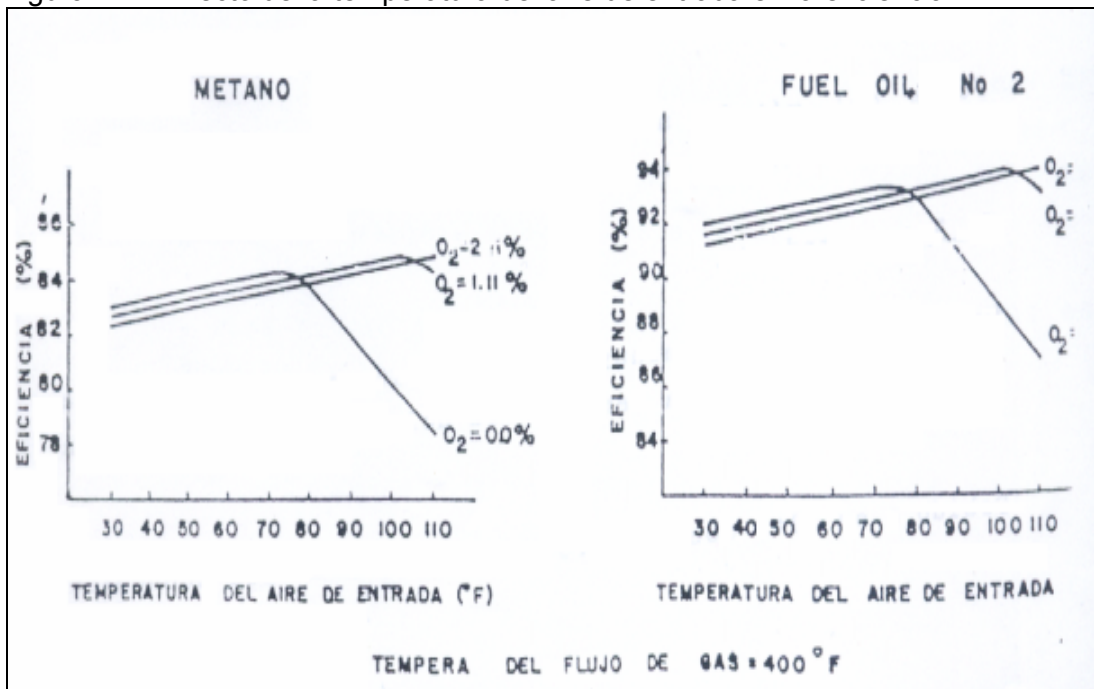
- Acondicionamiento del aire de combustión de la caldera.
De la misma forma, otra alternativa eficaz para aumentar la eficiencia en la generación de vapor es precalentar el aire de alimentación de la caldera. Evidentemente este incremento como en el caso del calentamiento del agua se verá reflejado en un ahorro apreciable del combustible de alimentación. En la Figura 2-14 se presenta el efecto que puede llegar a tener el aumento en la temperatura del aire de alimentación con diferentes concentraciones de Oxígeno tanto para gas natural o fuel oil como combustibles.

Figura 2-13. Temperatura de alimentación versus eficiencia ganada en caldera.



Fuente: Curso de generación de Vapor, Distral S.A. , Unilever Andina, 2000

Figura 2-14. Efecto de la temperatura del aire de entrada en la eficiencia.



Fuente: Curso de generación de Vapor, Distral S.A. , Unilever Andina, 2000

2.5 SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO

El proceso de compresión de aire, debido a sus características que implican pérdidas por calentamiento de la masa de aire comprimida, es uno de los procesos más costosos por unidad de energía aprovechable. Es decir, la energía aprovechable del aire comprimido resulta más costosa que la energía proveniente de otras fuentes.

Para analizar un sistema de aire comprimido, se debe empezar por determinar los requerimientos del sistema:

- Determinar la calidad del aire requerido (humedad, contenido de lubricantes, necesidad de filtrado. etc.).
- Determinar el caudal requerido (m³/CFM).
- Determinar el nivel de presión requerido (Bar/PSI).
- Perfil de la demanda (comportamiento de la demanda en el tiempo).

Una vez se tenga información sobre los requerimientos del sistema se podrá analizar la situación actual del sistema respecto a las necesidades e iniciar la búsqueda de oportunidades de mejora y/o ahorro de energía.

El aire puede estar siendo utilizado en aplicaciones que pueden ser realizadas con otro tipo de fuente energética, entre otros casos podemos mencionar los siguientes.

- Herramientas manuales.
- Generación de vacío (efecto venturi).
- Bombear líquidos (bombas neumáticas tipo diafragma).
- Cilindros neumáticos de desplazamiento.
- Actuadores de válvulas de control o válvulas de corte.
- Aspiración y/o atomizado.
- Motores neumáticos (mezcladores).

En algunos casos se utiliza aire comprimido para realizar trabajos en procesos que pueden ser realizados a partir de otras fuentes de energía. Un caso particular es el uso de bombas neumáticas de diafragma, estas bombas son muy utilizadas por su versatilidad, fácil mantenimiento y la capacidad de succionar sin requerimientos de cabeza positiva de succión (NPSH), sin embargo muchas veces el uso de las mismas se generaliza y se emplean en trabajos de bombeo que pueden ser realizados por otro tipo de bombas con un menor consumo de energía, como bombas de desplazamiento positivo accionadas por motor eléctrico.

2.5.1 Costo del aire comprimido

El costo del aire comprimido se basa en la energía consumida por el motor eléctrico y los equipos auxiliares, como motoventilador del postenfriador y sistema de secado de aire. En promedio por cada 0.745kW (1HP) un compresor produce un promedio de 0.85m³ (3 CFM).

A manera de ejemplo si tenemos dos compresores con las siguientes características:

Compresor No. 1	Compresor No. 2
Potencia del Moto Compresor: 60 HP Potencia del Motoventilador: 3HP F.S.: 1.15 Eficiencia =91.5% Capacidad =241CFM	Potencia del Moto Compresor: 60 HP Potencia del Motoventilador: 3HP F.S.: 1.15 Eficiencia =91.5% Capacidad =237CFM

Ecuación (5)

$$\text{CONSUMO (Kw)} = \frac{\text{HP} \times 0.746}{\text{eficiencia del motor}}$$

Aplicando la formula de consumo total para cada equipo tenemos que el consumo por cada equipo seria de: 51.36Kw.

Por lo que el consumo energético para producir un CFM en cada compresor seria:

- Compresor No 1: 0.202 Kw/CFM
- Compresor No 2: 0.206 Kw/CFM

Tomando que el costo de la energía por cada kW actual en la planta de R&H que es col\$271/Kwh (US\$0.138/kWh), tenemos un costo para generar el aire comprimido de:

- Compresor No 1: 7.99 col\$/CFM.h
- Compresor No 2: 8.12 col\$/CFM.h

Para calcular entonces el costo de generar aire comprimido durante un periodo de un año (8.000hrs) con un caudal promedio de 200CFM tenemos:

Ecuación (6)

$$\text{Cosot Total } \$ = 7.99 \frac{\$}{\text{CFM}h} \times 8000 \frac{h}{\text{año}} \times \frac{200\text{CFM}}{\text{año}}$$

2.5.2 Control de Fugas

Según experiencias de industrias en los estados unidos y datos publicados por el departamento de energía de los Estados Unidos es común que entre el 5-10% del volumen de aire producido en una industria se pierde en fugas externas.³ Una fuga de aire que puede ser audible esta normalmente del orden 2CFM.

³ Minimizing compressed air leaks. Energy Tips. Office of industrial Technologies. Energy efficiency and renewable energy. US Department of energy.

Existen actualmente equipos de ultrasonido utilizados para detección de fugas, estos equipos son muy útiles para detectar fugas en aéreas con altos niveles de ruido o en aéreas de difícil acceso. El costo de estos equipos es bajo comparado con el dinero que se puede ahorrar al corregir las pérdidas de aire, adicionalmente ya existen en el mercado compañías que prestan el servicio de detección de fugas utilizando estos equipos.

A continuación podemos ver la Tabla 12 con algunos valores estimados de perdidas en CFMs de aire para diferentes condiciones de presión y diámetros de las perforaciones.

Tabla 12. Volumen de pérdidas de aire para diferentes perforaciones.

Caudal de pérdidas de aire (CFM) para diferentes presiones, y diámetros de la perforación						
Presión (Psig)	Diámetro del Orificio en Pulgadas					
	1/64	1/32	1/16	1/8	1/4	3/8
70	0.30	1.2	4.8	19.2	76.7	173
80	0.33	1.3	5.4	21.4	85.7	193
90	0.37	1.5	5.9	23.8	94.8	213
100	0.41	1.6	6.5	26.0	104.0	234
125	0.49	2.0	7.9	31.6	126.0	284

Fuente: Office of Industrial Technologies, U.S Departamento de Energía.

El cálculo de la energía perdida por una fuga de aire comprimido se puede calcular de la siguiente manera:

Ecuación (7)

$$\text{Ahorro en Costos} = \# \text{ de Fugas} \times \text{caudal de fuga (CFM)} \times \text{Factor} \times \frac{\text{kW}}{\text{CFM}} \times \text{hrs de Operación} \times \frac{\$}{\text{kWh}}$$

Por ejemplo para una industria con las siguientes condiciones:

- 100 fugas de aire por agujeros o perforaciones de un diámetro aproximado de 0.8mm (1/32").
- Un costo de energía = US\$0.05/kWh.
- Operando durante 7000hr/año.
- Con una presión de la red = 90PSIg.

- Ecuación (8)

$$\text{Perdidas por fugas} \frac{\text{US\$}}{\text{año}} = 100 \times 1.5 \text{ CFM} \times 0.61 \times 0.18 \frac{\text{kW}}{\text{CFM}} \times 7.000 \text{ hrs} \times \frac{\text{US\$0.05}}{\text{kWh}} = \text{US\$ } 5.765, \frac{\text{00}}{\text{año}}$$

Las pérdidas estimadas ascienden a los US\$5.765/año (TMR 1.950 x 5.765) = col\$11.299.400.

2.5.3 Presión de la red.

Es común que la presión de la red de aire comprimido sea superior a la presión realmente necesaria para suministrar el aire demandado por los equipos y puntos o centros de consumo final.

Es muy usual que se cuente con reguladores de presión para bajar la presión del aire hasta la presión requerida en cada punto de consumo, con esto lo que se hace es básicamente es disminuir la energía almacenada en el aire comprimido y es precisamente esta energía la que se podría ahorrar al menos en una parte al disminuir la presión de la red o instalar un sistema de baja presión para los equipos que así lo demanden.

Es importante tener en cuenta que por cada 2PSI de presión adicional requerida en la red de aire, el consumo de energía demandado se incrementa en 1%.

2.5.4 Bombas neumáticas

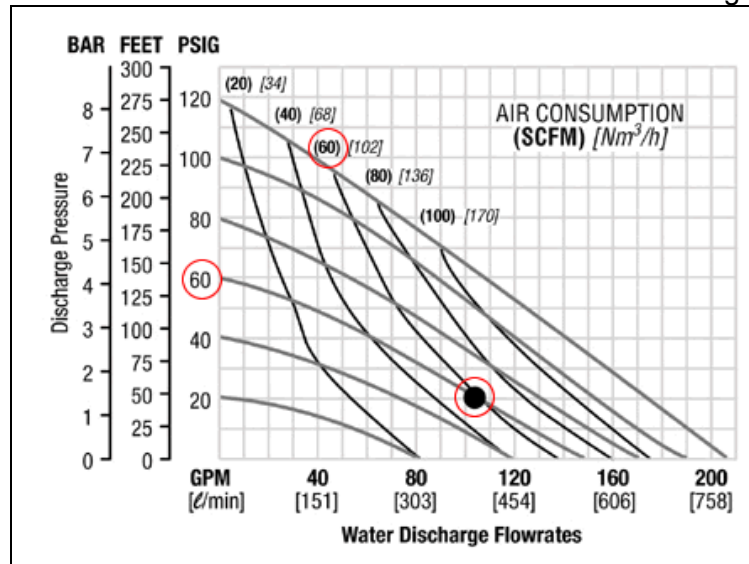
Las bombas neumáticas, son bombas de desplazamiento positivo que utilizan aire comprimido para llenar una cámara de aire generando un movimiento de un eje y disminuyendo el volumen de la cámara opuesta, estas bombas son muy versátiles y útiles para bombear productos de altos contenidos de sólidos, viscosidades altas e inclusive hay aplicaciones para bombeo de polvos.

Sin embargo por su versatilidad en algunos casos son utilizadas en aplicaciones que realmente no lo requieren, es aquí cuando vale la pena analizar cada caso y ver si es aplicable otro tipo de bomba con un menor consumo de energía.

En la Figura 2-15, se muestra una curva característica de una bomba wildem, el punto resaltado en la grafica indica el punto de operación. Este grafico es utilizado para determinar de manera grafica el caudal de aire requerido por una bomba de diafragma. A manera de ejemplo vemos que en este caso, para bombear 394 lpm (104 gpm) con una presión de descarga de 1,4 bar (20 psig) se requiere un caudal de 102 Nm³/hr (60 scfm) de aire con una presión de suministro de 4,1bar (60psig) (ver Figura 2-15).

En el anexo D, se pueden observar otras curvas características de bombas de diafragma (marca Wilden) y ejemplos para el cálculo del caudal de aire requerido.

Figura 2-15. Curva característica de una bomba neumática de diafragma.



Fuente: Wildem Pump.

2.5.5 Otras oportunidades de ahorro

- Utilizar la calidad de aire realmente necesaria. Las características de calidad del aire como contenido e humedad, impurezas y lubricantes, puede variar de acuerdo a las necesidades de diferentes aplicaciones. El grado de calidad del aire implica consumos de energía adicionales para lograrlos.
- Disminuir la presión del sistema después de revisar los requerimientos de los diferentes equipos y puntos finales de uso.
- Reemplazar bombas neumáticas por bombas impulsadas por motor eléctrico en los casos en los que sea aplicable.
- Implementar cambios en los sistemas que pueden cumplir su función utilizando otro tipo de energía con mejor consumo (Ej. Cambio de herramientas neumáticas por herramientas eléctricas, cambio de eyectores de vacío por bombas de vacío).
- Implementar una rutina de detección y corrección de fugas de aire en la red de distribución.
- Revisar el comportamiento de la demanda de aire y determinar si los compresores están trabajando en un porcentaje bajo de su capacidad.
- Revisar el diseño de la red y ver si conviene instalar tanques de almacenamiento cerca a los puntos de mayor consumo de aire.

3 USO RACIONAL DE LA ENERGIA EN LA PLANTA DE ROHM&HAAS

Se revisara en este capítulo, la situación de de consumo de energía y oportunidades para realizar un uso más eficiente de la energía en algunos sistemas de la planta de R&H. Debemos sin embargo recordar que algunos de los sistemas y/o equipos identificados son compartidos, como los equipos de servicios utilitarios que proveen servicios para las dos plantas (DAS y R&H), como es el caso del sistema ce vapor, gas inerte y aire comprimido.

Se analizara de manera general el consumo de energía en la planta de DAS basándonos en la información general de los costos y consumos energéticos suministrada por R&H, sin embargo, no se analizara de manera detallada el caso de DAS, pues el objetivo del presente estudio es analizar el uso y las oportunidades para optimizar el uso de la energía en la planta de R&H. Debemos también tener en cuenta que las instalaciones y servicios utilitarios están ubicados en la planta de R&H, son mantenidos y operados por R&H, luego la oportunidades de mejora aplicables a estos sistemas tendrán un efecto directo en los costos energéticos de DAS por ser el mayor consumidor de estos servicios.

3.1 USO Y COSTO ENERGETICO EN TODA LA PLANTA

Se observa que el mayor consumo de energía está en la planta de DAS, sin embargo R&H tiene la responsabilidad de la operación y el suministro de los servicios utilitarios como vapor, aire comprimido, gas inerte, agua fría así como también la operación del sistema eléctrico y sus subestaciones..

Figura 3-1. Distribución demanda energética total en planta (año 2006).



Encontramos que la mayor demanda energética se suple a través del gas natural y que de este el Sistema de Generación de Gas Inerte, seguido del quemador SD, consumen el 90% de la demanda.

En la Figura 3-1 se presentan el total de energía en MJouls consumidos por las plantas y en la Figura 3-2 el costo de esta energía. Aun que en cantidad de energía el gas natural es superior, en costo la energía eléctrica resulta ser más representativa debido al mayor costo por unidad de energía que tiene la energía eléctrica.

Figura 3-2. Distribución costo energético total en planta (año 2006).

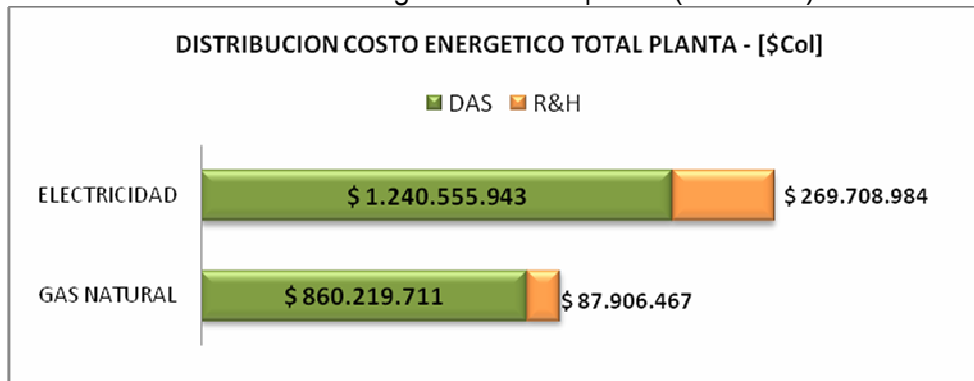
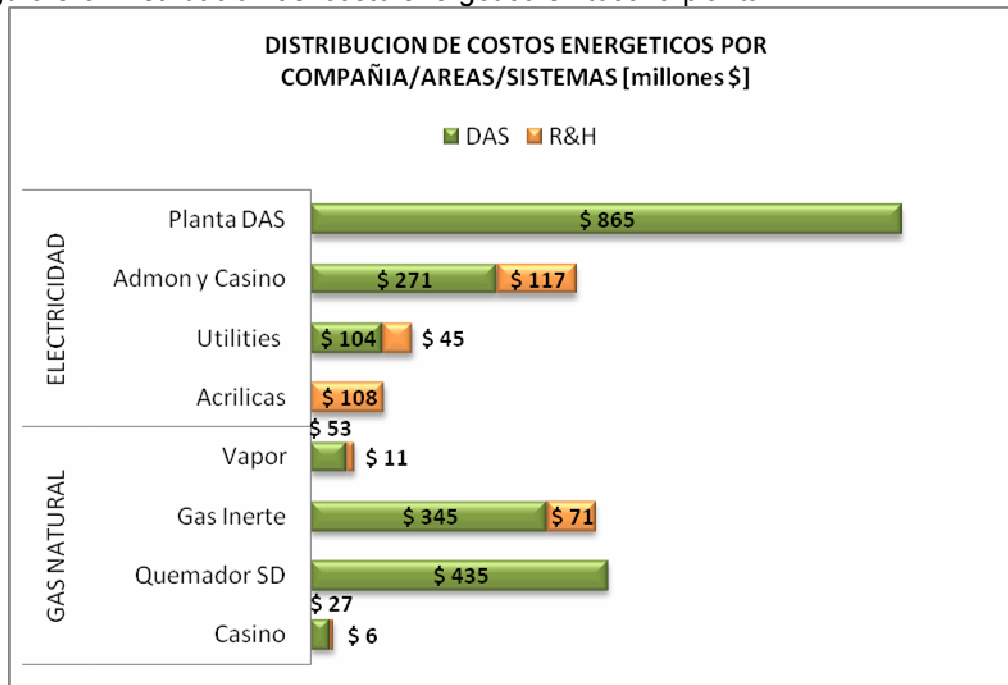


Figura 3-3. Distribución del costo energético en toda la planta.



Tenemos que para la totalidad de la planta el mayor costo esta en el consumo de la energía eléctrica, representando este costo el 59% del costo energético para DAS, 75% para R&H y el 61% del costo total de la planta.

Considerando que este estudio fue realizado para R&H, nos centraremos en el análisis de las oportunidad de optimización para R&H, no sin antes manifestar que hay grandes oportunidades de ahorro en la planta da DAS pues allí se consume el 85% del costo energético, mientras R&H consume el 15% del total de la energía. (ver Tabla 13).

Tabla 13. Distribución de costos energéticos en R&H y DAS.

	DAS		R&H		Total	
Energía Eléctrica	\$ 1,240,555,943	59%	\$ 268,708,984	75%	\$ 1,509,264,927	61%
GAS Natural	\$ 860,219,711	41%	\$ 87,906,467	25%	\$ 948,126,178	39%
Costo Total	\$ 2,100,775,654		\$ 356,615,451		\$ 2,457,391,105	
	85%		15%			
* Costos el pesos Colombianos						

En la Tabla 14 se puede ver la información de los sistemas y equipos instalados en cada área con el fin de analizar preliminarmente que oportunidades de ahorro potenciales existen.

En general el área de utilidades es muy importante en cuanto al consumo de energía, tanto en cantidad (KJ) como en costo (\$), debido a los equipos que allí se encuentran (sistema de generación de vapor, sistema de gas inerte, sistema de agua fría y aire comprimido) suministran servicios para toda la planta y los procesos.

3.1.1 Análisis de los costos de energía para R&H.

Al analizar los costos de la energía eléctrica para R&H, vemos que están representados en las áreas de acrílicas, utilidades, áreas administrativas y casino.

En las áreas de acrílicas y utilidades este consumo es causado principalmente por motores eléctricos utilizados en bombas, ventiladores, extractores, compresores y agitadores de tanque y reactores; es por eso que se realizará un análisis más detallado de las oportunidades de ahorro en estos equipos.

Considerando que el consumo de energía eléctrica representa para R&H el 75% es necesario realizar un análisis más profundo para encontrar oportunidades.

Tabla 14. Descripción de aéreas y sistemas consumidores de energía.

FUENTE DE ENERGÍA	AREAS / SISTEMAS	Descripción General	Subsistemas consumidores	Principales Equipos Consumidores	Modelos & Capacidad
ELECTRICIDAD	Planta DAS	Planta de proceso de producción de productos agrícolas (Fungicidas).	Sistema de transporte neumático (ventiladores). Agitadores de tanques y reactores. Bombas con motor eléctrico. Iluminación del edificio de producción. Aires acondicionados y sistemas de extracción y ventilación.	Motores eléctricos	Varios
	Acrylicas	Planta de proceso de producción de emulsiones acrílicas.	Agitadores de tanques y reactores. Bombas con motor eléctrico. Iluminación del edificio de producción. Aires acondicionados y sistemas de extracción y ventilación.	Motores eléctricos	Varios
	Administración y Casino	Referente a las oficinas administrativas y al comedor y la cocina.	Sistemas de Aire acondicionado. De unidad central y tipo Split Equipos de Ofimática	Compresores y ventiladores del sistema Computadores, impresoras, copiadoras, Eq. comunicación.	Varios
	Utillies	También identificada como el área de utilidades, compuesta por varios sistemas de servicios comunes a R&H y DAS.	Cuarto refrigerado Iluminación Extractor cocina Unidades de refrigeración Compresores de aire Compresores de Gas Inerte Bombas calderas y agua fría	Compresor del sistema de refrigeración lámparas fluorescentes Motor ventilador Motores de compresión Motores de compresión Motores de compresión Motores de compresión	Varios
	Vapor	Compuesto por una Caldera principal y una de Backup, un desaireador presurizado tipo Spray & Tray	Caldera principal Cadera Backup	Caldera pirrotubular de tres pasos, de tiro Forzado Caldera pirrotubular de tres pasos, de tiro forzado	Powermaster de 300 BHP - Vapor saturado 180 PSI Colmaquinas de 300 BHP - Vapor saturado 180 PSI
	Gas Inerte	Compuesto por dos unidades Kemp generadoras de gas inerte. Cada una incluye compresor y unidades de secado.	Unidad ppal. Kemp2 Unidad backup Kemp1	Quemador de gas 1 Quemador de gas 2	4000 SCFH DE G. Inerte a 90 PSI 2000 SCFH DE G. Inerte a 90 PSI
	Quemador SD	Consistente en un equipo calentador de aire a partir de un quemador de gas y un soplador.	Quemador de gas	Quemador de gas	
	Casino	Equipo de cocina que demanda gas natural	Estufa de gas	Quemador de gas	Estufa industrial 6 puestos

El consumo de energía en las áreas administrativas está representado por equipos de aire acondicionado de las oficinas administrativas, alumbrado externo de vías, ventilación y refrigeración en el casino. Sin embargo debido a la falta de información para realizar un análisis detallado, tomamos para analizar el siguiente rubro en importancia que es el costo de energía eléctrica en área de acrílicas y utilidades (col\$153 millones).

Al realizar una revisión de los equipos instalados en estas áreas (acrílicas y utilidades) vemos que el consumo de energía eléctrica es causado principalmente por motores eléctricos, los cuales serán analizados más adelante.

Tabla 15. Costos de energéticos para R&H (año 2006).

Concepto del costo	Millones \$/año
Energía Eléctrica en áreas Admón. y Casino	\$117
Energía Eléctrica en Planta de acrílicas	\$108
Energía Eléctrica en Planta de utilidades	\$ 45
GAS natural para Gas Inerte	\$ 71
GAS natural para Generación de Vapor	\$ 11
GAS natural para el Casino	\$ 6
TOTAL	\$ 358

El siguiente rubro en importancia es el gas natural consumido en utilidades para la generación de vapor de agua y gas inerte, sin embargo ese rubro representa \$82 millones/año para R&H, mientras que para DAS representa \$398 millones/año.

En general en el área de utilidades presenta un costo total de energía al año de \$629 millones/año que corresponde al 26% del costo total de la planta. Por lo anterior se debe analizar con detenimiento el área de utilidades teniendo en cuenta que las mejoras allí implementadas darán beneficio a las dos compañías, especialmente a DAS por ser el mayor consumidor de los servicios suministrados por DAS.

3.1.2 Análisis general de los costos de energía para DAS.

Como se menciona anteriormente, este estudio no profundizará en las situaciones del consumo energético de DAS, sin embargo mencionaremos brevemente que el mayor consumo de energía en DAS está representado de la siguiente manera:

- Energía eléctrica en áreas de producción con \$865 millones/año y un 36% del costo total de la energía para toda la planta. Los equipos que demandan la mayor parte de esta energía son los motores eléctricos utilizados en bombas, ventiladores, extractores y agitadores de tanques y reactores.
- Gas natural con \$435 millones/año y un 18% del costo total de la energía para toda la planta Representado en el consumo del quemador del área de secado de polvo.

- Gas natural por utilización de servicios utilitarios (vapor, gas inerte) \$ 502 millones/año y un 20% del costo total de la energía para toda la planta planta.

De esta manera las oportunidades en DAS para disminuir los costos energéticos pueden estar centradas en:

- La optimización, redimensionamiento y/o reemplazo de motores eléctricos, por motores de alta eficiencia.
- Mejorar la eficiencia y el control de la combustión del quemador de secado de polvo.
- Disminuir u optimizar los consumos de vapor y gas inerte.
- Disminuir consumos de aire comprimido.
- Mejorar la eficiencia y control de combustión de una caldera en utilidades.

3.1.3 Principales sistemas susceptibles de optimización energética en R&H

Con el fin de adelantar este estudio fueron seleccionados los siguientes sistemas, de los cuales se analizará la situación de consumo energético y las oportunidades para realizar un uso más eficiente de la energía.

- Motores eléctricos. Por ser representativo dentro del costo de la energía eléctrica.
- Sistema de vapor. Por ser uno de los sistemas de mayor consumo de gas natural en el área de utilidades.
- Aire comprimido. Por ser uno de los sistemas de mayor consumo eléctrico en el área de utilidades y por haberse identificado varias oportunidades de ahorro.

Aunque hay otros sistemas que son susceptibles de analizar y optimizar, no serán objeto de estudio en este documento, de estos sistemas se encuentran como los importantes los mencionados a continuación:

- Sistema de generación de gas inerte. Es uno de los sistemas de mayor consumo de gas natural.
- Sistema de aire acondicionado del área administrativa. El consumo de energía eléctrica es representativo dentro del costo de energía de R&H.
- Sistema de iluminación perimetral y de vías internas. Se observa que el sistema es antiguo y adicionalmente el consumo de energía eléctrica esta dentro de centro de consumo de aéreas administrativas que es considerablemente alto.
- Sistema de producción de agua fría en utilidades. Este sistema opera continuamente y tiene un consumo de energía eléctrico representativo pues

tiene los motores eléctricos de mayor tamaño dentro del área de utilidades, se presentan pérdidas considerables de agua fría en el sistema.

3.2 SISTEMAS ELECTRICOS

Las oportunidades de ahorro en el sistema de suministro se pueden clasificar en dos grupos, el primero las acciones encaminadas a lograr una mejor tarifa o costo por unidad de energía (\$/Kwh) y el segundo las acciones encaminadas a disminuir el consumo de energía eléctrica.

3.2.1 Sistema de suministro eléctrico eléctricos.

Para el primer grupo mencionaremos de forma general algunas, pero no serán analizadas en profundidad pues este ejercicio puede ser materia de un proyecto completo que podría incluir estudios de pre-factibilidad y estudios de factibilidad técnico-económica. Entre las oportunidades para obtener una mejor tarifa o costo de energía de tienen las siguientes:

- Renegociar el contrato de suministro de energía eléctrica. Para este fin la compañía puede valerse de alguna de las agremiaciones a las cuales pertenece (ej: Andi, Acoplásticos, y otros) con el fin de realizar una negociación global con otras compañías.
- Comprar la energía en un nivel de tensión superior. Actualmente la energía es suministrada en un nivel de tensión de 13.2Kw. Es posible realizar modificaciones del sistema para recibir el suministro a 32.5Kw. En este sentido la compañía ya ha realizado alguna gestión y el proyecto está en evaluación y análisis. Este cambio también tiene un impacto positivo en cuanto a la confiabilidad del sistema, pues la red actual de 13.2Kw tiene una baja confiabilidad así como también deficiencias en la calidad de la energía suministrada.
- Autogeneración. La instalación de un sistema de autogeneración puede resultar factible desde el punto de vista económico, debido a la disponibilidad de gas natural así como también por el impacto positivo en la confiabilidad del sistema y la calidad de la energía. En la actualidad la compañía está realizando la evaluación económica de un proyecto de autogeneración.
- Cogeneración o Trigeneración. Considerando el consumo de gas natural para la generación de vapor y gas inerte, un proyecto de cogeneración sería el complemento de uno de autogeneración y podría hacer que este proyecto sea viable. Por otra parte un proyecto de trigeneración también podría ser factible considerando la demanda de frío representada en los equipos de refrigeración (agua fría) y el sistema de aires acondicionados para los edificios.

3.2.2 Motores eléctricos.

Se analizará el caso de los motores eléctricos, considerando que el costo de energía eléctrica es el más alto para las dos plantas y en su mayoría el consumo se debe a la operación de motores eléctricos.

En la planta de Rohm & Haas incluyendo las instalaciones de servicios utilitarios se cuenta con 62 motores eléctricos cuyas potencias están en el rango de 0.25-60 kW.

Los motores están destinados a las siguientes aplicaciones:

- Bombas centrifugas.
- Compresores de aire/gas y refrigeración.
- Agitadores para tanques y reactores.
- Ventiladores de torres de enfriamiento y sistemas de extracción y ventilación.

Con el fin de realizar un análisis de la potencialidad de ahorro energético en motores eléctricos, se realizó una preselección de los motores con potencias superiores a 7,5kW, encontrando un total de 19 motores de los cuales se realizó el levantamiento completo de la información de placa como:

- Potencia nominal
- Velocidad sincrónica y velocidad a plena carga.
- Corriente a plena carga.
- Factor de Potencia a plena carga.
- Tipo de encerramiento y aislamiento.
- Eficiencia a plena carga.

Posteriormente se analizó el tiempo de operación para realizar una valoración de los motores que consumen la mayor parte de la energía debido a su tamaño y horas de operación. En Tabla 16 se presenta el listo de motores seleccionados para el análisis.

Fueron seleccionados en total 19 motores, que de acuerdo a su potencia y horas de operación estimada consumen col\$479.614.126/año. Para los cálculos del consumo energético de estos motores se asumió inicialmente que los motores trabajan a plena carga, con el fin de tener un estimado inicial del ahorro potencial, sin embargo más adelante se realizarán cálculos con la potencia real consumida por cada motor, mediante la medición de consumos de corriente y la medición de deslizamiento.

Se encontró que hay 7 motores que están actualmente trabajando por debajo del 75% de su capacidad, esto implica según lo estudiado en el capítulo 2 que, debido a las condiciones de carga están operando en condiciones de baja eficiencia, por lo cual se debe analizar detenidamente cada caso y definir, si la condición de baja carga es permanente o si es una condición transitoria presente al momento de realizar las mediciones. Si la condición es permanente, un cambio de estos motores por motores de mayor eficiencia y de la potencia adecuada para la aplicación, de manera que siempre trabajen bajo cargas superiores al 75%, podría representar un ahorro significativo.

Tabla 16. Lista de Motores eléctricos seleccionados para el estudio.

Item	Identificación del Motor	Potencia Nominal del motor HP	Potencia Nominal del motor kW	Eff	Tiempo de Operación (hr/día)	Uso de Energía (kWh/yr)	Costo de Energía/año (\$)
1	COMPRESOR 1 CHILLER 70 TONS (*2)	60	45	92.2%	20	326,617	88,513,099
2	COMPRESOR 2 CHILLER 70 TONS (*2)	60	45	91.2%	20	326,617	88,513,099
3	BOMBA TORRE DE ENFRIAMIENTO 200 TON	36	27	91.0%	16	156,776	42,486,287
4	COMPRESOR UNIDAD CHILLER 30 TONS (*1)	30	22	90.6%	20	163,308	44,256,549
5	COMPRESOR # 1 DE CHILLER 60 TONS (*1)	30	22	91.0%	20	163,308	44,256,549
6	COMPRESOR # 2 DE CHILLER 60 TONS (*1)	30	22	91.0%	12	97,985	26,553,930
7	BOMBA 2 AGUA CALDERA 2	25	19	89.0%	6	40,827	11,064,137
8	BOMBA 1 AGUA CALDERA 1	25	19	88.6%	6	40,827	11,064,137
9	BOMBA 2 AGUA CALDERA 1	25	19	89.0%	6	40,827	11,064,137
10	BOMBA 1 AGUA CALDERA 2	25	19	88.6%	20	136,090	36,880,458
11	COMPRESOR #2 DE GAS INERTE	25	19	90.3%	24	163,308	44,256,549
12	BOMBA 1 AGUA FRIA	20	15	90.0%	10	54,436	14,752,183
13	BOMBA 2 AGUA FRIA	20	15	85.0%	24	130,647	35,405,239
14	BOMBA TORRE DE ENFRIAMIENTO 100 TONS	18	13	89.0%	22	107,783	29,209,323
15	AGITADOR REACTOR	15	11	82.0%	20	81,654	22,128,275
16	AGITADOR TK DE DILUCION	10	7	88.0%	20	54,436	14,752,183
17	AGITADOR TK EMULSION	10	7	86.0%	4	10,887	2,950,437
18	CF HOMOMIXER	10	7	86.5%	4	10,887	2,950
19	COMPRESOR # 1 DE GAS INERTE	10	7	87.5%	24	65,323	17,703
						1,845,928	479,614,126

Tabla 17. Motores que trabajan a baja carga (inferior al 75% de la capacidad)

No	EQUIPO	Pot (HP)	pot (kW)	Potencia de entrada Pi (kW)	Potencia a full carga Pir (kw)	Carga Según I (%)	Carga Según Deslizamiento (%)	Carga Promedio (%)
15	AGITADOR REACTOR ACRILICAS	15	11.3	3.35	12.68	26.45%	30.00%	28.22%
13	BOMBA 2 AGUA FRIA COT (ACRILICAS)	20	15	5.62	16.99	33.11%	32.73%	32.92%
11	COMPRESOR DE GAS INERTE (KEMP 2)	25	18.8	7.12	21.04	33.86%	36.67%	35.26%
17	AGITADOR TK EMULSION	10	7.5	3.23	8.57	37.67%	42.86%	40.26%
2	COMPRESOR 2 EACAR 70 TONS	60	45	28.43	48.63	58.47%	62.50%	60.48%
18	CF HOMOMIXER	10	7.5	5.94	8.67	68.47%	75.56%	72.01%
16	AGITADOR TK DE DILUCION	10	7.5	6.10	8.57	71.21%	75.71%	73.46%

Tabla 18. Datos de cálculos de carga y eficiencia para motores seleccionados.

No	EQUIPO	MOTORES SELECCIONADOS				DATOS DE PLACA										Variables medidas										Valores Calculados				
		POTENCIA		Velocidad Sincronica (RPM)		In	V	Velocidad Plena carga (RPM)	Velocidad a F.P (RPM)	F.P	Carga (%)	Corrientes					Velocidad Medida (RPMs)	F.P	Opciones (n/días)	Potencia de entrada Pi (KW)	Potencia a full carga Pfr (kw)	Carga Según I (%)	Carga Según Deslizamiento (%)	Carga Promediada (%)	n Estándar eff					
		Pot (HP)	pot (kW)	1800	1800							L1	L2	L3	I	Volt										0	1	2	3	4
1	COMPRESOR 1 ECAR 70 TONS	60	45	1800	440		1760			99.2%	58.6	57.1	57.3	57.7	440	1768	0.82	20	36.04	45.10	79.90%	80.00%		79.95%	92.20%					
2	COMPRESOR 2 ECAR 70 TONS	60	45	1800			1760			92.0%	45.7	47.5	43.3	45.5	440	1775	0.82	20	28.43	48.63	58.47%	62.50%		60.48%	91.20%					
3	BOMBA TORRE DE ENFRIAMIENTO 200 TON	36	27	1800	220V/440V	93A/46.5A	1760			90.0%	35.4	36.9	35.7	36.0	440	1767	0.82	16	22.50	29.83	75.42%	82.50%		78.96%	91.00%					
4	COMPRESOR UNIDAD TRANE 30 TONS	30	22.5		440					90.6%	43.9	42.7	30.7	39.1	440		0.82	20	24.43	24.69	98.96%	#DIV/0!		98.96%	90.60%					
5	COMPRESOR # 1 DE TRANE 60 TONS	30	22.5		440	42				90.6%	36	35	37	36.0	440		0.82	20	22.50	24.69	91.11%	#DIV/0!		91.11%	91.00%					
6	COMPRESOR # 2 DE TRANE 60 TONS	30	22.5		440	42				90.6%	35	34	37	35.3	440		0.82	12	22.08	24.69	89.42%	#DIV/0!		89.42%	91.00%					
7	BOMBA 2 AGUA CALDERA 2	25	18.8	3600	230V / 460V	61A / 30.5A	3520			88.6%	30.5	31	30.7	30.7	440	3518	0.82	6	19.21	21.04	91.28%	102.50%		96.89%	89.00%					
8	BOMBA 1 AGUA CALDERA 1	25	18.8	3600	440	30.4A	3540			88.6%	30.5	31	30.7	30.7	440	3535	0.82	6	19.21	21.04	91.28%	108.33%		99.81%	88.60%					
9	BOMBA 2 AGUA CALDERA 1	25	18.8	3600	460V / 230V	30.7A / 61.4A	3540			88.6%	30	30	30	30.0	440	3538	0.82	6	18.75	21.04	89.10%	103.33%		96.22%	89.00%					
10	BOMBA 1 AGUA CALDERA 2	25	18.8	3600	440	30.4A	3540			88.6%	30	30	30	30.0	440	3535	0.82	20	18.75	21.04	89.10%	108.33%		98.72%	88.60%					
11	COMPRESOR DE GAS INERTE (KEMP 2)	25	18.8	1800	440	30	1770			88.6%	11.2	11.3	11.7	11.4	440	1789	0.82	24	7.12	21.04	33.86%	36.67%		35.26%	90.30%					
12	BOMBA 1 AGUA FRIA ACRILICAS	20	15	1800	220V ΔΔ / 440V Δ	53 A / 26.6A	1730			87.8%	24	24	22	23.3	440	1735	0.82	10	14.58	16.99	85.84%	92.86%		89.35%	90.00%					
13	BOMBA 2 AGUA FRIA COT (ACRILICAS)	20	15	1800	220V ΔΔ / 440V Δ	53 A / 26.6A	1745			87.8%	9	9	9	9.0	440	1782	0.82	24	5.62	16.99	33.11%	32.73%		32.92%	85.00%					
14	BOMBA TORRE DE ENFRIAMIENTO 100 TONS	18	13.5	3600	220V ΔΔ / 440V Δ	46A / 23A	3520			87.8%	20.1	19.7	19.2	19.7	440	3535	0.82	22	12.29	15.29	80.39%	81.25%		80.82%	89.00%					
15	AGITADOR REACTOR AGRILICAS	15	11.3	1800	220V/440V	20	1700			88.2%	5.3	5.4	5.4	5.4	440	1770	0.82	20	3.35	12.68	26.45%	30.00%		28.22%	82.00%					
16	AGITADOR TK DE DILUCION	10	7.5	1800	440	12	1730			87.0%	9.4	10.2	9.7	9.8	440	1747	0.82	20	6.10	8.57	71.21%	75.71%		73.46%	88.00%					
17	AGITADOR TK EMULSION	10	7.5	1800	230V / 460V	26.8A / 13.4A	1730			87.0%	4.5	6	5	5.2	440	1770	0.82	4	3.23	8.57	37.67%	42.86%		40.26%	86.00%					
18	CF HOMOMIXER	10	7.5	3600	230V/460V	23.4A/11.7A	3510			86.0%	9	9.5	10	9.5	440	3532	0.82	4	5.94	8.67	68.47%	75.56%		72.01%	86.50%					
19	COMPRESOR # 1 DE GAS INERTE (KEMP 1)	10	7.5	1800	230V/460V	27.6A/13.8A	1740			87.0%	13.3	12.3	12	12.5	440	1740	0.82	24	7.83	8.57	91.38%	100.00%		95.69%	87.50%					

3.3 SISTEMA DE GENERACION DE GAS INERTE

El gas inerte generado consiste básicamente en los gases de combustión producto del gas natural quemado en un quemador que después de la combustión, pasa por un sistema de enfriamiento, compresión, secado y almacenamiento cuyo esquema de instalación se presenta en la figura 41. El sistema de generación de gas inerte G.I ocupa el segundo lugar en importancia en consumo de gas natural después del quemador del equipo de secado ubicado en la planta de DAS. El generador de gas inerte consume aproximadamente el 50% del gas natural consumido en la planta con un total 821.498m³/año en el 2006.

En el proceso de obtención se debe garantizar una combustión completa con la mínima cantidad de aire posible, buscando así obtener un Gas Inerte (G.I.) con un contenido máximo de oxígeno (O₂) del 1% en volumen. Este gas es utilizado en la inertización de tanques, tolvas y en otros sistemas en los cuales los productos contenidos son inflamables. Por lo anterior, es muy importante para la seguridad del proceso garantizar que el gas tenga el contenido de oxígeno requerido.

3.3.1 Análisis de la demanda de gas inerte.

De forma similar que el sistema de vapor, el sistema de gas inerte cuenta con dos medidores de flujo del tipo vortex, uno instalado a la salida del sistema de generación y el segundo en el punto de consumo más representativo. Estos medidores fueron configurados para realizar medición de flujo másico (kg por unidad de tiempo) y se encontraron según los registros existentes los datos de consumos acumulados por mes que se presentan en la Tabla 19.

Tabla 19. Demanda promedio de gas inerte por mes.

Mes	Año 2006 Kg/mes *
Enero	41,094
Febrero	42,156
Marzo	45,354
Abril	52,635
Mayo	46,725
Junio	41,675
Julio	42,169
Agosto	35,912
Septiembre	38,445
Octubre	39,858
Noviembre	38,571
Diciembre	40,054
Demanda Promedio	42,054

* El gas inerte debe tener un contenido de oxígeno inferior al 2%

El gas inerte es utilizado para generar atmosfera inerte en tolvas y tanques de almacenamiento de productos inflamables, debido a esta característica del consumo la operación del equipo de generación del gas es mucho más constante en comparación con el sistema de vapor, adicionalmente el sistema de gas inerte cuenta con dos tanque de almacenamiento en los cuales se almacena el gas comprimido a una presión de 140PSI, lo cual permite cierta versatilidad en la operación del sistema de generación del gas inerte.

El sistema de gas inerte está constituido por dos equipos de generación el primero opera como equipo de respaldo con una capacidad de 73Kg/h y el segundo como equipo primario con una capacidad aproximada de 145Kg/h.

Se realizo seguimiento a la operación del sistema de generación de gas encontrando que en promedio el sistema opera en modo de generación de gas aproximadamente 14h/día, con lo cual podemos estimar el promedio de flujo másico de gas generado cuyos resultados se muestran a continuación en la Tabla 20.

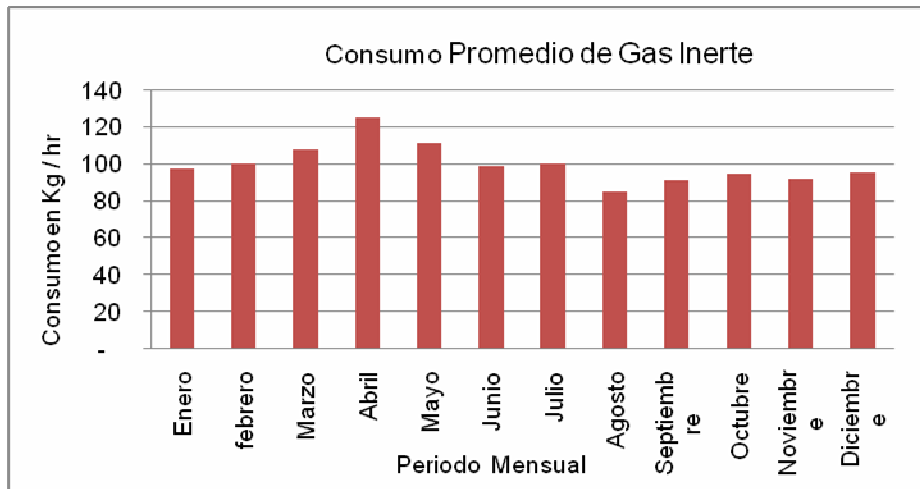
Tabla 20. Demanda promedio de gas inerte por hora

Mes	Año 2006	
	kg/dia	kg/hr *
Enero	1,370	98
febrero	1,405	100
Marzo	1,512	108
Abril	1,754	125
Mayo	1,558	111
Junio	1,389	99
Julio	1,406	100
Agosto	1,197	86
Septiembre	1,282	92
Octubre	1,329	95
Noviembre	1,286	92
Diciembre	1,335	95
Demanda Promedio	1,402	100

* Se observo que el sistema de generación de gas inerte opera en promedio aproximadamente 14h/día. El gas inerte es comprimido y almacenado a 140PSI, presión a la cual es transportado a través de la red hacia los puntos de consumo.

Según los datos de la tabla 20, vemos que el sistema suministra aproximadamente 100Kg/h.

Figura 3-4. Consumo promedio de gas inerte.



Considerando que no se cuenta con equipos de medición que permitan realizar mediciones del flujo instantáneo, debemos tener en cuenta que en la demanda real se pueden presentar picos de consumo, por lo que esta puede ser superior a los valores promedios mencionados en las Tabla 20 y que un escenario conservador es asumir que el sistema debe garantizar al menos una capacidad igual a la del equipo existente (145Kg/h).

Este flujo másico de gas requerido es bastante bajo comparado con el flujo de gases de exosto emitido por un motor de gas natural para generación eléctrica de una potencia aproximada de 1200KW (que es la demanda total de la planta), por lo que se puede afirmar de forma preliminar, que el motor de generación de un sistema de cogeneración tendría capacidad suficiente para suministrar la cantidad de gas necesaria.

3.3.2 Costo de generación del Gas Inerte (G.I.)

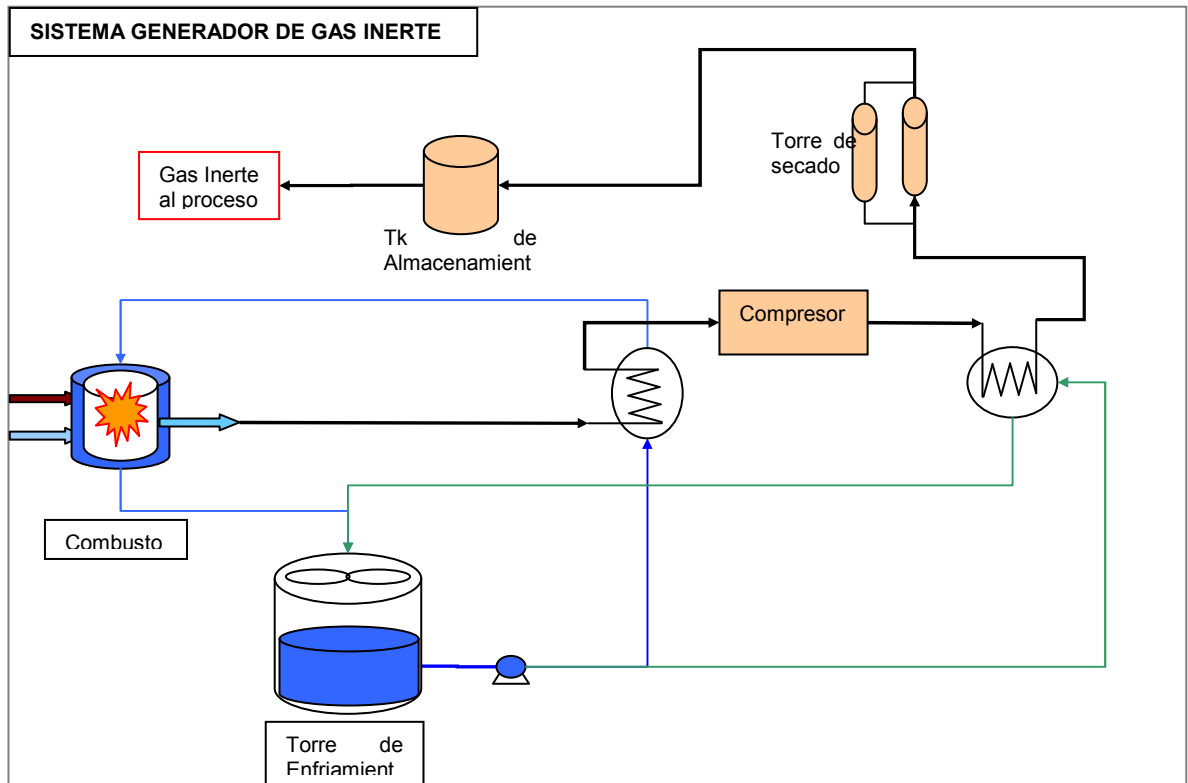
Inicialmente es conveniente identificar cuáles son los costos asociados a la producción de gas inerte. Con base en la información suministrada se ha estimado el costo de producción de; gas inerte como sigue: Costo total año de la generación del gas Inerte en un año típico (2006) es igual a la suma del costo del gas inerte consumido mas el costo de la energía eléctrica consumida por los equipos eléctricos involucrados en el proceso como son: motores eléctricos de los compresores de gas, ventilador de la torre de enfriamiento, bomba de agua, ventilados de suministro de aire a la cámara de combustión. Adicionalmente si quisiéramos ser un poco más precisos podríamos considerar aquí los costos de la operación y el mantenimiento del sistema, pero por no tener la información de estos costos no serán considerados en este caso.

Costo del consumo anual (2006) de Gas Natural en generación de Gas Inerte = \$392.693.000/año.

Consumo anual eléctrico estimado del compresor de G.I = \$10.585.000/año

Costos asociados a la generación del Gas Inerte = \$403.278.000/año.

Figura 3-5. Esquema Sistema de Generación de Gas Inerte



3.3.3 Oportunidades de optimización y ahorro energético

Las oportunidades de ahorro en este sistema pueden ser clasificadas en dos grupos principales, el primero las acciones que pueden ser implementadas al sistema actual si se necesita de realizar mayores inversiones y el segundo las que requieren inversiones cuyo retorno de inversión puede ser entre (2-5 años).

- Mejoras en los equipos a sistemas actuales sin mayor inversión. Entre estas oportunidades podemos mencionar las siguientes relacionadas con la operación y el mantenimiento. Algunas de las medidas mencionadas a continuación tienen como objetivo disminuir la demanda de GI y las otras disminuir el consumo de gas natural:

Implementar una rutina de inspección con equipo de ultrasonido para detectar pérdidas de gas en el sistema de distribución. Esta rutina permita detectar, cuantificar las pérdidas y programar la corrección de las mismas.

Implementar medidores de flujo adicionales en los puntos de mayor consumo e implementar mediciones que permitan al personal de operación registrar el consumo, controlarlo y hacer gestión para disminuirlo.

Implementar rutinas operativas para la inspección y búsqueda de pérdidas por ocasionadas razones de la operación.

Implementar una rutina de análisis de gases (ej. orsat) que permita obtener información útil para realizar la calibración del sistema de mezcla de tal forma que se optimice la mezcla para minimizar el exceso de combustible.

Analizar la posibilidad de disminuir las presión del sistema y de esta manera disminuir el consumo de energía utilizada por los compresores, así como también en consumo de gas inerte (menor presión = menor flujo de gas).

- Mejoras en los equipos y/o sistema con inversión de capital. Entre otras oportunidades para mejorar la eficiencia y disminuir el consumo del gas natural podemos mejorar de manera general las siguientes:

Implementar un sistema de control de mezcla a partir del análisis de gases con sensores de CO que permitiría controlar automáticamente la mezcla aire-combustible. Considerando que los gases deben tener un contenido máximo permitido de O₂ del 1% y que en el sistema actual la mezcla es ajustada de forma mecánica cuando se presenta una alarma por alto contenido de O₂, es muy probable encontrar, que después de realizado un ajuste, el sistema opere con una mezcla rica que ahora en contraprestación significaría un mayor consumo de gas combustible, situación en la cual el control sería útil para evitar el gasto adicional de gas natural.

Construir un sistema que permita capturar, acondicionar y almacenar los gases de escape de la caldera. Los gases de la combustión producidos en la caldera son en principio iguales a los producidos en el quemador del sistema de GI. La diferencia radica en que el contenido de oxígeno en los gases de la caldera es mar alto y seguramente ha de tener un contenido de O₂ superior al 1%. Sin embargo es importante anotar que el sistema de control de la caldera puede ser ajustado de tal forma que el contenido de O₂ (exceso de aire) sea el más bajo posible. De esta manera estos gases podrían ser capturados en lugar de ser arrojados a la atmosfera y utilizados como gas inerte. Es posible que el sistema requiera un equipo de post combustión que permita mediante una postcombustión generar la reacción de O₂ libre. El ahorro de este sistema puede ser considerable.

En el caso anterior, asumiendo que la relación gas-aire en la combustión está muy cerca a la mezcla estequiometrica en ambos equipos (Sist de GI. y Caldera), el ahorro correspondería al consumo de gas natural evitado que sería equivalente al gas utilizado en la combustión de la caldera. Según los datos del consumo de gas natural en el año 2006, el consumo en las calderas de vapor fue de 125.500m³/año que equivale a un costo anual aproximado de \$53.000.000/año, que sería el valor de ahorro en costo de combustible que el proyecto mencionado generaría. Este proyecto debería evaluarse con mayor detalle en un estudio viabilidad técnico económica.

Por otra parte un proyecto de autogeneración seria otra buena opción a estudiar. En esta opción, un motor-generator de gas natural generaría la energía eléctrica

demandada por la planta mientras otro sistema captura, acondiciona y almacena los gases de escape del motor para utilizarlos como gas inerte. En este caso el ahorro podría ser igual al consumo total de gas natural empleado en la producción de gas inerte. Este valor es aproximadamente \$392.690.000/año equivalente a un consumo de gas natural de 821.498m³/año.

3.4 SISTEMA DE GENERACIÓN DE VAPOR.

El sistema de generación de vapor ocupa el tercer lugar en importancia en consumo de gas natural después de el sistema de gas inerte y del quemador del equipo de secado ubicado en la planta de DAS.

3.4.1 Demanda de vapor.

Para determinar la demanda de vapor se utilizaron los medidores de flujo instalados en el sistema de generación y distribución. La red de distribución está dotada de cinco medidores del tipo vortex que permiten realizar mediciones en flujo volumétrico (SCFM) o el flujo másico (kg por unidad de tiempo). Los valores registrados de consumo acumulado por mes que se presentan en la Tabla 21.

Tabla 21. Demanda promedio de vapor por mes (kg/mes).

Mes	Año 2005	Año 2006
Enero	1,156,352	1,160,099
febrero	757,575	1,208,436
Marzo	1,195,183	1,300,102
Abril	513,370	1,508,823
Mayo	638,901	1,339,418
Junio	355,671	1,194,664
Julio	632,093	1,177,272
Agosto	1,367,865	1,072,509
Septiembre	1,257,372	1,223,099
Octubre	1,405,037	1,322,386
Noviembre	972,992	1,297,863
Diciembre	1,095,639	1,227,875
Demanda Promedio	945,671	1,252,712

*El vapor es generado a una presión de 13.1bares (190PSI)

Los valores presentados en la tabla 21 corresponden al valor total acumulado registrado por el medidor durante cada periodo mensual, sin embargo no contando con otra herramienta de medición ni información histórica precisa sobre los picos de consumo de vapor, es necesario determinar la esta demanda por unidad de tiempo (Kg/h) a partir de la tabla 21.

El sistema de generación está conformado por dos calderas de 300BHP, una de las cuales operara como equipo de respaldo permaneciendo disponible mientras la segunda genera el vapor requerido. El comportamiento de esta caldera es intermitente y depende de las condiciones operativas de la planta y de la producción. Al realizar observación del comportamiento de esta caldera se observo que en promedio permanece en modo operativo de bajo fuego el 75% del tiempo total del día y que solamente entra en modo de generación aproximadamente 6 horas/día.

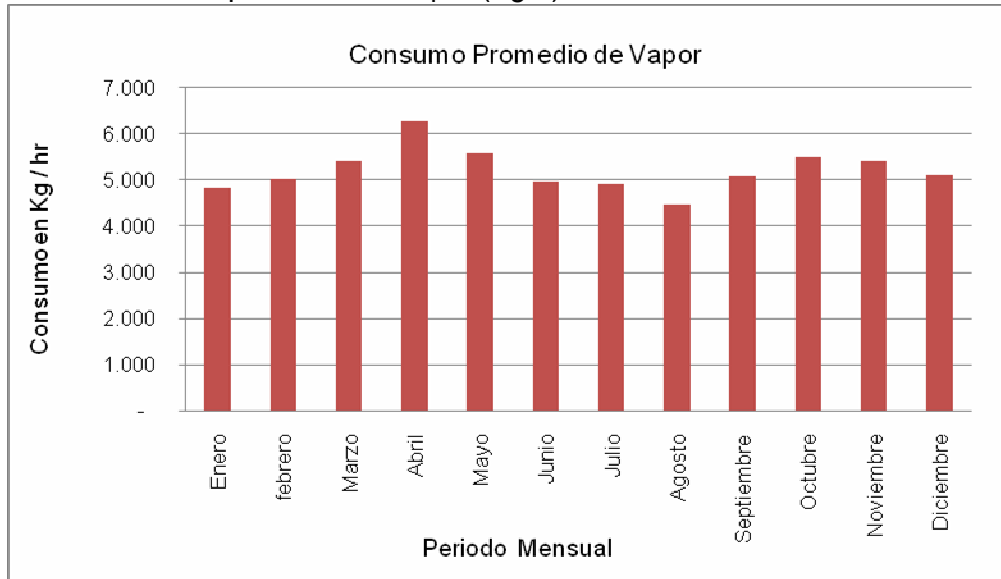
Con la premisa anterior se realizo el cálculo de la demanda de vapor por día y hora cuyos los resultados se presentan en la Tabla 22 y en la Figura 42.

Tabla 22. Demanda promedio de vapor por hora (kg/hr)

Mes	Año 2006	
	kg/día	kg/hr
Enero	38,670	4,834
febrero	40,281	5,035
Marzo	43,337	5,417
Abril	50,294	6,287
Mayo	44,647	5,581
Junio	39,822	4,978
Julio	39,242	4,905
Agosto	35,750	4,469
Septiembre	40,770	5,096
Octubre	44,080	5,510
Noviembre	43,262	5,408
Diciembre	40,929	5,116
Demanda Promedio	41,757	5,220

* El tiempo promedio de operación de las calderas es aproximadamente 8hr/día, el resto del tiempo permanecen en bajo fuego y disponibles.

Figura 3-6. Consumo promedio de vapor (Kg/h)



Se observa que el promedio máximo encontrado fue de 6.287Kg/h, sin embargo para determinar la demanda se debe tener en cuenta que los valores obtenidos corresponden a promedios y que fueron obtenidos bajo la premisa del tiempo promedio de operación de la caldera de 8h/día. Por lo anterior se recomienda considerar un factor de seguridad para determinar la demanda de vapor, pues pueden presentarse consumos instantáneos superiores bajo condiciones especiales.

El consumo de gas natural en las calderas de vapor representa el 8% del consumo total de la planta para el año 2006. En este sistema se observan también dos grupos de oportunidades para optimizar el uso de la energía, el primer grupo las acciones que poden ser implementadas sin necesidad de inversión de capital y el segundo las que requieren inversiones de capital.

3.4.2 Oportunidades de mejora que no requieren inversión de capital.

- Disminuir el exceso de aire en la combustión.

Tomando como base los datos del análisis Orsat registrados en los históricos de operación de una de las calderas (ver Tabla 23).

Tabla 23. Datos de análisis de gases de caldera

CARACTERÍSTICAS DE GASES DE COMBUSTION	Valor
Caudal (pie³/min)	4670.288
CO ₂ (%)	1.9500%
CO (%)	0.0024%
O ₂ (%)	17.4000%
Nox (mg/m ³ a 25 centigrados, 1atm)	91.840
Nox (ppm a 25 centigrados, 1atm)	48.840
Temperatura (°F)	567
Temperatura aire (°F)	80

Fuente: Estudio isocinético de las fuentes de emisión- R&H 2005

Ingresando con los siguientes datos en el grafico de la figura 43

- Incremento de temperatura del flujo e aire : $(567^{\circ}\text{F} - 80^{\circ}\text{F}) = 487^{\circ}\text{F}$
- Contenido de oxigeno en los gases de la chimenea 17.4%

Podemos ver que la eficiencia de combustión en esta caldera en las condiciones actuales de operación es inferior al 70%, pues el exceso de aire es superior al 100%.

Implementando mejoras en el sistema de control de combustión se puede fácilmente lograr disminuir el exceso de oxigeno a un 5%, con lo cual se consigue disminuir el consumo de combustible.

Como se observa en la figura 43 la eficiencia de la combustión se incrementaría a un valor de 81%, lo cual implica un ahorro en la cantidad de combustible utilizado como se muestra a continuación.

Porcentaje de ahorro en combustible = $[(80,5\% - 70\%) / (80,5\%)] = 13\%$

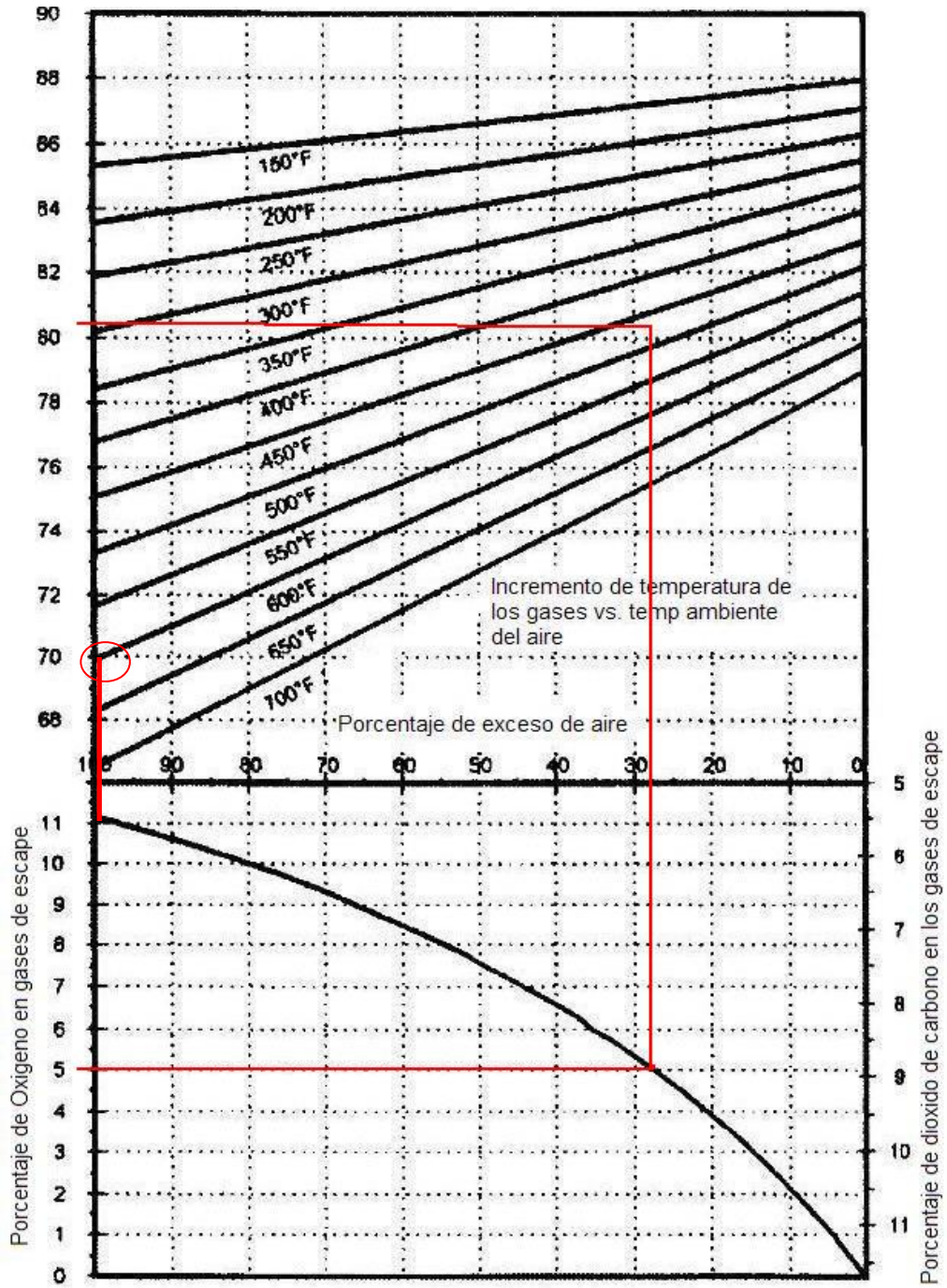
Ahorro de combustible/año = consumo actual combustible x porcentaje de ahorro
 $= 125.562\text{m}^3 \times 13\% = 16.323 \text{ m}^3$

Este volumen de gas que no se consumiría representa un ahorro en costos de $\$58.479.000 \times 13\% = \$7.602.000/\text{año}$.

Para lograr al menos parcialmente el ahorro potencial mencionado anteriormente podemos implementar análisis periódicos de los gases de combustión y utilizar los resultados con el fin de realizar los ajustes necesarios en el sistema de combustión de manera que el exceso de aire se mantenga en un nivel aceptable.

- Medidas de ahorro relacionadas con la operación y el mantenimiento del sistema.
- Implementar rutinas de búsqueda y corrección de pérdidas (fugas y goteos).

Figura 3-7. Mejora en eficiencia por disminución de exceso de aire



Fuente: Wayne C. Turner. Energy Management Handbook, 5th edition.

- Incluir en la rutina de termo-grafías, la inspección de los aislamientos de las calderas y de las líneas de transporte y distribución de vapor con el fin detectar y corregir pérdidas por deterioro del aislamiento térmico.
- Implementar rutinas de mantenimiento para las trampas de condensados, con el fin de evitar pérdidas por fallas y/o mal funcionamiento.
- Implementar rutinas de toma, registro y análisis de variables operativas con el fin de asegurar que los equipos operen dentro de las condiciones óptimas de eficiencia. Por ejemplo podemos mencionar la operación del equipo desaireador (precalentador), el cual de no operar dentro de los parámetro definidos ocasiona pérdidas considerables de eficiencia en la caldera.
- Realizar análisis periódicos del agua de alimentación de la caldera con el fin de garantizar la calidad del agua y evitar la formación de depósitos de minerales que afectaran con el tiempo la capacidad de transferencia de calor.
- Implementar medidores de flujo en los centros de consumo que permitan registrar la demanda y hacer gestión para disminuirla en cuanto sea posible.

3.4.3 Oportunidades de mejora que requieren inversión de capital.

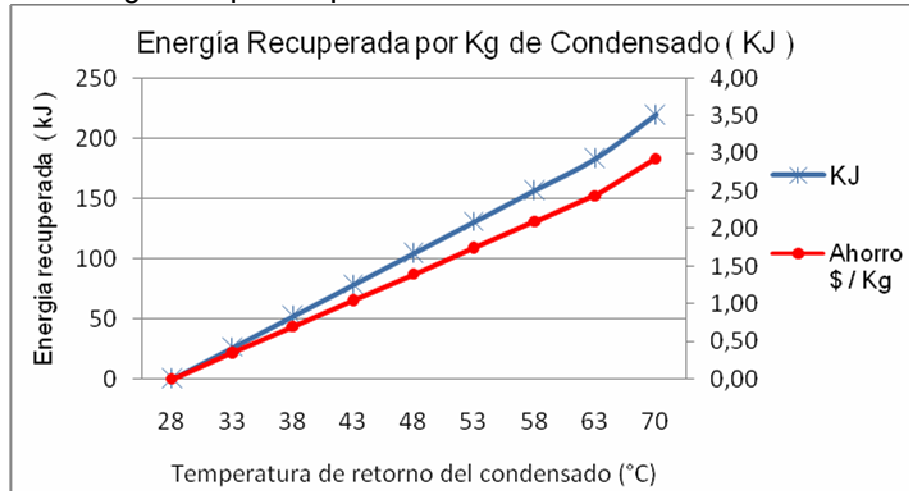
- Implementar un nuevo sistema de control de mezcla y combustión.

El sistema de control de combustión con que cuentan estos equipos es obsoleto. Actualmente existen en el mercado equipos de control modernos que cuentan inclusive con sensores de temperatura, presión y sensores con la capacidad de medir el contenido de CO y O₂ en los gases de escape. Este tipo de sistemas de control están en capacidad de realizar un control en tiempo real de los parámetros de la mezcla, permitiendo así hacer un uso más eficiente del gas combustible.

- Sistema de recolección de condensado.

Otra opción de ahorro es la instalación de una red de recolección de condensados. El sistema actual no cuenta con una red de retorno de condensados, lo cual significa que la totalidad del condensado y la energía que este contiene debido a su temperatura es arrojada a los sistemas de drenajes. En la figura 44, podemos observar el potencial de ahorro en KJoul por unidad de masa (Kg) de condensado recuperado y el valor del ahorro (\$/Kg) en relación con la temperatura de retorno.

Figura 3-8. Energía recuperada por retorno de condensados.



Asumiendo que el sistema de retorno de condensados estuviera en capacidad de retornar el 70% del condensado a una temperatura de 75°C, la energía recuperada sería del 7% que es la energía requerida para calentar el agua desde la temperatura ambiente hasta la temperatura de retorno del condensado. Lo anterior significaría un ahorro de gas natural de 6.500 m³ para un costo equivalente de \$3.029.000/año. La inversión para el diseño y la construcción de un sistema de recuperación y retorno de condensados es relativamente alta considerando la distancia que hay entre los puntos de consumo y el área de utilidades (aprox. 300m), por lo que este proyecto no resultaría económicamente factible pues el ahorro logrado es muy bajo mientras que la inversión es alta haciendo que el retorno de inversión sea superior a los cinco años que es el tiempo de retorno máximo deseado por la compañía para este tipo de proyectos.

Otra opción para incrementar la temperatura del agua de alimentación es utilizar otras corrientes de aguas de refrigeración de otros equipos para alimentar la caldera, en este caso se puede plantear utilizar el agua de refrigeración de los intercambiadores de calor de las unidades de gas inerte. El ahorro logrado por la recuperación de esta energía se puede ver en la figura 44, expresado en kJ recuperado y \$ ahorrado por cada Kg de agua.

3.5 SISTEMA DE GENERACIÓN DE FRIO.

La planta demanda dos tipos de refrigeración, la primera es la generación de agua fría para enfriamiento del proceso en los reactores y tanques mediante y la segunda para los sistemas de aire acondicionado de los edificios de oficinas y áreas administrativas.

El agua fría utilizada para refrigerar el proceso es generada a través de chiller eléctricos que generan agua refrigerada a una temperatura entre 7°C y 10°C, este agua es almacenada en dos tanques con aislamiento térmico y dependiendo de la

demanda es bombeada a través de un circuito cerrado regresando a un tanque de almacenamiento.

La planta cuenta con tres equipos para la generación de agua fría como se muestra en la tabla 24.

Tabla 24. Equipos de Generación de Frio

Equipo de Refrigeracion	kW	Tiempo Operación (h/día)
Unidad #1 (Principal), capacidad de 70TONS	246.1	20
Unidad #2 (Respaldo), capacidad de 60TONS.	211.0	0
Unidad #3 (Auxiliar), capacidad de 30TONS.**	105.5	8

** Este equipo opera como equipo de apoyo cuando la demanda supera la capacidad de la unidad #1.

La unidad #1 opera aproximadamente durante 20h/día, mientras la unidad #3 opera aproximadamente 10h/día cuando la demanda de frio es alta y excede la capacidad de la unidad #1, la unidad #2 opera como equipo de respaldo y entra en operación cuando el equipo #1 está en falla o paro programado.

En general vemos que la demanda de frio es máxima puede ser hasta del 100tons, por lo cual el equipo seleccionado deben tener la capacidad de suplir una demanda hasta de 100tons.

3.5.1 Oportunidades de mejora que no requieren inversión de capital

Estas oportunidades son principalmente oportunidades relacionadas con la operación y el mantenimiento entre las cuales tenemos las siguientes:

- Minimizar perdidas de agua fría. Se ha presentado perdida del volumen de agua fría debido a errores operativos en la manipulación de válvulas.
- Mejorar el estado de los aislamientos térmicos de las tuberías y tanques de almacenamiento de agua fría.
- Revisar condiciones operativas de los equipos de AA, para determinar punto óptimo de operación en la temperatura de comodidad (comfort).

3.5.2 Oportunidades de mejora que requieren inversión de capital.

- Actualización de los equipos de aire acondicionado de áreas administrativas (comedor, salas de reuniones).
- Implementar ventanas de doble vidrio en los edificios para disminuir perdidas por transferencia de calor.
- Proyecto de cogeneración con aprovechamiento del calor remanente del sistema de refrigeración del motor para generar frio mediante chiller por absorción.

4 OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACION ENERGETICA (OM&AE)

Años atrás en la industria se presentaba una marcada división entre la organización encargada de realizar la operación y la encargada del mantenimiento, sin embargo hoy día estas dos organizaciones trabajan de forma más cercana y en algunas compañías ya existe una integración real de las mismas.

Lo anterior favorece de forma importante el logro de los objetivos comunes de las compañías y permite que mediante un programa de operación y mantenimiento (O&M) se incremente el nivel de seguridad debido a equipos adecuadamente mantenidos, se alcance la vida esperada de los equipos, se logre el desempeño y la disponibilidad de los equipos para garantizar la realización del proceso productivo, se aporte en el logro de los objetivos ambientales y ahora, adicionalmente mediante la incorporación del concepto de la eficiencia energética, se pueden lograr ahorros en los costos de la energía y los recursos utilizados. Esto último de gran importancia hoy en día por lo que representa en la disminución de los costos de operación, así como también en el cumplimiento de las leyes relacionadas con el uso eficiente de la energía que ya en algunos países han entrado en rigor y que en algún momento normativas similares serán aplicadas en el nuestro, puesto que será una tendencia mundial y también una necesidad para el medio ambiente y el desarrollo económico.

Se estima que entre en 5% y el 20% de los costos energéticos pueden ser evitados sin que sea necesario para ello realizar mayores inversiones, si no mediante la implementación de un programa de uso eficiente de la energía y la asimilación del concepto de eficiencia energética por parte de la organización de operación y mantenimiento.

El inadecuado mantenimiento de los sistemas que utilizan la energía es una de las principales causas de un mayor consumo de la misma en instalaciones industriales, comerciales, edificaciones de oficinas e incluso en complejos residenciales.

En la industria por ejemplo las pérdidas en los sistemas de vapor, agua, aire comprimido, aislamientos térmicos y sistemas de control con mal funcionamiento o desajustados; son debidas en buena parte a un mantenimiento deficiente y los costos que estas condiciones generan pueden ser considerables.

4.1 SERVICIOS DE ASESORIA Y CONSULTORIA EN URE.

Como se ha observado, los nuevos escenarios energéticos mundiales, la evolución general de las organizaciones industriales y las reformas en los sectores energéticos de diferentes regiones y estados, han motivado el desarrollo general de

un mercado para los servicios de gestión energética de las organizaciones. Este tipo de negocios incluye todo un abanico de servicios técnicos y comerciales adicionales a las consultorías y auditorías energéticas que permiten a las empresas no solo mejorar su rendimiento económico sino también prepararse para los escenarios globalizados de alta competitividad.

En el caso particular colombiano, un país con suficiencia de recursos energéticos, hasta ahora se empieza a madurar y multiplicar la idea de encontrar oportunidades de ahorro y generación de competitividad a partir de estrategias empresariales de uso racional y eficiente de la energía (URE).

Recogiendo el concepto de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el génesis en la evolución de los Servicios de Consultoría y Gestión Energética en Colombia se puede asociar a los siguientes factores:

- Cambios en el modelo Socio económico y energético imperante en Latino América.
- Cambios en el mercado energético, pretendiendo mayor competitividad en los diferentes eslabones de la cadena energética; Cambios que también consideran un traspaso de la provisión de servicios de energía, del sector público al inversor privado.
- La apertura económica, que exige competitividad de diferentes sectores y por ende la optimización en el uso de recursos.
- y se añade aquí: la creciente tendencia empresarial de estudiar y evaluar la optimización de recursos e insumos, en un marco de gestión medio ambiental e inclusive de responsabilidad corporativa.

También, se debe tener presente que desde finales de los 70's el gobierno ha llevado a cabo diferentes acciones encaminadas a divulgar y promover los programas de URE y de uso de fuentes de energía renovable, pero su acogida e implementación a sido lenta por parte de las organizaciones. Sin embargo, el potencial de ahorro energético estimado en 2000 por la UPME y los diferentes servicios requeridos se presentan en las tablas 25, 26 y 27 a continuación.

Tabla 25. Ahorros potenciales en energía.

SECTOR	AHORRO (MUSD's \$)
Industrial	210
Residencial	109
Transporte	123
Servicios y Generación EE	13
TOTAL	572

FUENTE: Unidad de Planeación Minero Energética – UPME

También conviene mencionar que la mayor parte de las empresas que prestan algún tipo de servicios de asesoría y consultoría en gestión energética, son las mismas empresas generadoras, distribuidoras o comercializadoras de energía y gas

(a través de servicios complementarios de su actividad principal) o consultores especializados en ingeniería, energía, ambiente y calidad, así como universidades o centros académicos que ofrecen este tipo de servicios. Y que su desarrollo ha sido principalmente hacia el mercado Industrial en proyectos específicos de corto y mediano plazo en la búsqueda de la optimización energética de procesos y uso final de la energía.

Tabla 26. Servicio requeridos.

DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	PORCENTAJE
Eficiencia Energética	35 %
Servicios Técnicos	31%
Asesoría Financiera proyectos URE	12%
Calidad del servicio	8%
Uso Racional y Eficiente de Energía	6%
Normatividad	5%
Diagnostico	2%
Cultura URE	1%

FUENTE: Unidad de Planeación Minero Energética – UPME

En la tabla 27 se resume la oferta de servicios reconocida por la UPME para este tipo de actividad.

Tabla 27. Oferta de servicios relacionados con la gestión energética.

TIPO DE ORGANIZACION	SERVICIOS OFRECIDOS	SERVICIOS A INCORPORAR
GENERADOR Y COMERCIALIZADOR ELECTRICO	<ul style="list-style-type: none"> - Gestión de demanda. - URE. - Administración. del recurso energético. - Termografías. - Análisis predictivo en transformadores. 	<ul style="list-style-type: none"> - Programas de asesoría energética.
DISTRIBUIDOR / COMERCIALIZADOR ELECTRICO	<ul style="list-style-type: none"> - Auditorías Energéticas. 	<ul style="list-style-type: none"> -Venta de equipos de iluminación y electrodomésticos eficientes. - Seguros de reparación. - Calibración de equipos. - Evaluaciones y estudios energéticos.
CONSULTORES Y UNIVERSIDADES	<ul style="list-style-type: none"> - Consultoría en apoyo financiero y URE. - Calidad de potencia y energía. - Investigación en URE y Cogeneración. 	<ul style="list-style-type: none"> - Estudios de proyectos de enfriamiento/calor/potencia (CHP). - Proyectos de trigeneración. - Evaluaciones y estudios de diagnostico. energético y de

	- Consultoría en mejora de la productividad.	operación y mantenimiento.
COMERCIALIZADORES (general)	- Calidad de potencia. - URE. - Calidad del servicio. - Termo grafías, ultrasonido. - Análisis de Redes. - Mantenimiento predictivo / correctivo.	- Evaluaciones y estudios de diagnóstico. energético y de operación y mantenimiento.
DISTRIBUIDOR / COMERCIALIZADOR DE GAS	- Diagnósticos. - Auditorías energéticas. - Calibración equipos. - Análisis de combustión. - Evaluación de equilibrio termodinámico.	No hay identificados

FUENTE: Unidad de Planeación Minero Energética – UPME

También se debe añadir que en el mercado de este tipo de servicios de consultoría / asesoría en gestión energética, el orden de posicionamiento de los diferentes grupos es:

- 1. Generadores - Comercializadores - Distribuidoras de Energía eléctrica
- 2. Comercializadores – Distribuidores de Gas.
- 3. Consultores
- 4. Universidades

Finalmente se han identificado como principales obstáculos para el desarrollo del mercado de servicios en gestión energética: la aparente deficiencia técnica del oferente; la falta de financiación y la falta de cultura-reconocimiento de beneficios de los programas de URE.

Así las cosas, el pensar en incorporar el concepto y el proceso de eficiencia energética, bien sea como un servicio externo o como parte integral de los procesos de O&M de las organizaciones, ayudaría en la búsqueda de los objetivos de la optimización energética. Podría pensarse entonces, en un proceso OM&EM (Operation, Maintenance & Energy Management) en el que se aprovecharía el conocimiento, la habilidad y la infraestructura de las organizaciones de O&M para incorporar el nuevo proceso y sus objetivos.

4.2 EFICIENCIA ENERGETICA EN LAS ORGANIZACIONES DE O&M.

La operación y el mantenimiento comprenden las decisiones y acciones tomadas con el propósito de controlar y preservar las instalaciones y los equipos. Estas acciones incluyen entre otras la realización de rutinas preventivas y predictivas,

actividades planeadas y no planeadas ejecutadas con el objetivo de evitar fallas de los equipos, garantizar la seguridad, obtener la disponibilidad y confiabilidad deseadas, garantizar el cumplimiento de la función de los equipos y sistemas y ahora con el propósito de incrementar la eficiencia energética o al menos mantenerla dentro de las especificaciones de diseño.

En algunos países como por ejemplo en los Estados Unidos de América se han emitido leyes cuyo objetivo es buscar ahorros de energía y costos en la operación de todas las instalaciones gubernamentales. Una de las directrices de una de estas leyes es reducir el uso de la energía (MMBtu/ft²/año) en un 35% para el año 2010 en comparación con el año 1985. Los estudios realizados en el proceso de aplicación de estas leyes han encontrado que los procesos de operación y mantenimiento tienen un impacto importante en el uso de la energía y recomiendan que antes de incurrir en inversiones y grandes proyectos deben ser implementadas mejoras y buenas prácticas en estos procesos. Estas mejoras generalmente tienen un bajo costo, son relativamente de fácil implementación por el personal de O&M y tienen un inmediato o al menos rápido retorno de inversión.

4.2.1 Evaluaciones/diagnostico de operación y mantenimiento.

Una evaluación o diagnostico de operación y mantenimiento es un método sistemático para encontrar oportunidades y formas de optimizar el desempeño de una instalación industrial, comercial, edificación de oficinas o inclusive un complejo residencial. El diagnostico incluye obtener información, analizarla y presentar la información y el resultado del análisis basado en los requerimientos de la gerencia o dirección.

Desde el punto de vista de la eficiencia energética, esta evaluación deberá incluir como resultado una lista las medidas de conservación realizables bien sea con o sin inversión de capital.

Durante la realización de la evaluación/diagnostico se pueden encontrar oportunidades cuyas recomendaciones pueden ser emitidas para ser aplicables en el corto plazo. De acuerdo con la experiencia referida por las organizaciones que estudian y promueven estas actividades se ha visto que existen en las industrias grandes oportunidades para incrementar la eficiencia energética a través de acciones de O&M de bajo costo.

4.2.2 Iniciar por la alta gerencia.

El involucramiento y el compromiso de la gerencia y la administración de la organización, es fundamental en el éxito de un programa de O&M así como en la búsqueda de la optimización energética.

La gerencia debe unir las distintas áreas y divisiones de la organización en el propósito de la optimización del uso de la energía. Algunas de las divisiones de una

organización que deben estar involucradas en este proceso son: operación, mantenimiento, ingeniería, recursos humanos (entrenamiento) y administración.

En algunas organización es la gerencia de mantenimiento o la de operaciones y en otros casos la gerencia del O&M la responsable de liderar el proceso de gerencia de la energía o el subproceso de eficiencia energética.

Lo más importante inicialmente es obtener el apoyo total de la gerencia de la compañía, organización o planta, con el fin de disponer de los recursos y el respaldo necesario para ejecutar un adecuado programa de operación y mantenimiento, así como también un programa de optimización de la eficiencia energética.

El responsable de optimizar el uso de la energía, generalmente el gerente de O&M, debe tener una alta capacidad de comunicación con la alta gerencia y manejar de buena forma el lenguaje utilizado por los gerentes. También debe manejar los criterios y métodos utilizados para realizar la evaluación económicas, tales como: periodo de repago, retorno de inversión, valor presente neto y costo del ciclo de vida.

4.2.3 Indicadores y mediciones

La medición es fundamental en la búsqueda del mejoramiento, así como lo es por ejemplo en los sistemas de gestión de calidad, en los procesos de operación y mantenimiento, en el proceso de compra y logística, en la atención del cliente, también lo es en la búsqueda del uso eficiente de la energía.

Muchas oportunidades existen en la operación y el mantenimiento en cuanto al propósito de optimizar el uso de la energía, sin embargo, debido a que no existe generalmente información disponible proveniente de las mediciones, estas oportunidades no son visualizadas por lo mismo que ninguna acción al respecto es ejecutada.

Los gerentes de mantenimiento y en algunas organizaciones los gerentes de O&M, no solo son responsables por la disponibilidad y la confiabilidad de los equipos y las instalaciones, sino también por el control de los costos de la operación, también son responsables por evaluar e implementar nuevas tecnologías, por los asuntos relacionados con la salud y la seguridad y por implementar mejoras al programa de O&M. Ahora se propone incluir en estas responsabilidades el compromiso de promover la eficiencia energética con los impactos positivos que esto tiene en los costos de operación y en los objetivos ambientales. Para lo anterior se deben implementar algunos indicadores y mediciones que no solamente serán útiles para medir el desempeño y la efectividad, sino que serán información fundamental para evaluación de costo beneficio en la justificación de compra de nuevos equipos, actualización o implementación de nuevas tecnologías, contratación de personal, etc.

Algunos de los indicadores pueden ser:

- Factor de Capacidad. Esta es una medida del nivel de utilización de los equipos o las instalaciones en comparación con la capacidad instalada.
- Uso de la Energía. Esta medición puede ser realizada a sistemas o equipos independientes y brinda información del desempeño, nivel de eficiencia y posible degradación.
- Cálculos de eficiencia de equipos específicos. Estos cálculos pueden ser realizados a partir de la medición de algunas variables o datos de operación. Por ejemplo a partir de los consumos de voltaje, corriente y la velocidad real se puede calcular la eficiencia de un motor eléctrico, o a partir de las temperaturas y el análisis de los gases de exhosto se puede analizar la eficiencia de una caldera.

Estas mediciones pueden ser de diferentes tipos:

- Mediciones puntuales.
- Mediciones en todo el tiempo de operación.
- Mediciones de corto plazo.
- Mediciones de largo plazo.

Otras mediciones de gestión pueden ser las comúnmente utilizadas en la administración del mantenimiento en las que se mide el cumplimiento y desempeño de las rutinas de mantenimiento. Algunas de estas mediciones serán útiles para verificar la efectividad de las rutinas que contemplarían actividades con la nueva visión hacia la eficiencia energética.

También pueden ser implementadas mediciones que evalúan y comparan el consumo energético con otras variables. Por ejemplo la cantidad de energía en kWh por unidad de producto (kWh/Kg, kWh/m³, kWh/Ton) o el volumen de gas natural por unidad de producción (m³/Kg, pie³/Lb); estas medidas también pueden ser referidas en unidades energéticas por unidad de producción (BTU/Lb, kWh/Kg).

4.2.4 Nueva visión de de las rutinas de mantenimiento.

Las rutinas de mantenimiento preventivo, predictivo y proactivo son actividades realizadas de manera periódica con el objetivo de preservar los activos, garantizar la seguridad del proceso y garantizar la disponibilidad y función de los equipos para la realización del proceso productivo.

Estas rutinas deben ser consideradas como una oportunidad para implementar actividades para conocer las condiciones de eficiencia, niveles de uso de la energía y también para mantener o mejorar la eficiencia de los equipos y sistemas. En estas rutinas se pueden también detectar condiciones de los equipos o inclusive del sistema o proceso que impactan positiva o negativamente la eficiencia de los equipos, también estas rutinas presentan la oportunidad de tomar y registrar información útil al momento de evaluar el desempeño energético de un equipo o sistema.

A manera de ejemplo mencionaremos un caso muy sencillo, como es el de las rutinas de mantenimiento de motores eléctricos. Los programas de mantenimiento para motores eléctricos pueden incluir las siguientes rutinas:

- Rutinas de mantenimiento preventivo: Inspección visual, registro de variables como temperatura y otras, registro de corrientes y voltajes, lubricación.
- Rutinas de mantenimiento predictivo: Registro y análisis de vibraciones y ultrasonido, termografías y análisis de circuitos eléctricos (MCE).

Sin embargo es pocos casos se realiza un análisis de la eficiencia y las condiciones de carga a las cuales un motor está trabajando. Aunque en las rutinas anteriormente mencionadas muchas veces se registra información suficiente para realizar estos cálculos o evaluaciones, son pocas las organizaciones que han considerado hasta ahora la necesidad e importancia de hacerlo.

En este caso, con información básica como: consumos de corriente, voltaje, velocidad real de giro; se pueden realizar cálculos sencillos que ayudarían a determinar la eficiencia a la cual el motor está trabajando y con esta información se pueden evaluar diferentes alternativas para hacer más eficiente el uso de la energía y lograr ahorros en los costos energéticos.

4.3 BUENAS PRACTICAS DE OM&EM

Existen algunas organizaciones a nivel internacional que están trabajando y promoviendo buenas prácticas con el fin de que estas a su vez promuevan un uso más eficiente de la energía. Se puede encontrar teoría sobre buenas prácticas aplicables a diferentes sistemas y/o equipos como por ejemplo: motores eléctricos y en general sistemas eléctricos, sistemas de vapor de agua, sistemas de aire comprimido, sistemas de refrigeración y generación de frío.

4.3.1 Motores eléctricos.

El mantenimiento de motores eléctricos es más que estar seguro que estos funcionan correctamente. Debido a que el costo de la energía consumida por un motor eléctrico a lo largo de su vida útil es mucho mayor que el costo mismo del motor, tiene mucho sentido minimizar el costo mediante el mantenimiento para asegurar que los motores y los sistemas asociados operen tan cerca como sea posible de las condiciones óptimas de eficiencia energética.

Los motores eventualmente pierden eficiencia debido al desgaste normal, deterioro del lubricante y deficiente alineamiento entre ejes, correas y poleas. El programa de mantenimiento para los motores eléctricos debe ser diseñado considerando las condiciones operativas y ambientales de trabajo. Por ejemplo motores que trabajan bajo condiciones ambientales de calor, humedad y polvo requieren actividades de

mantenimiento con mayor frecuencia para mantener las condiciones físicas óptimas y adicionalmente algunas veces es necesario aislar el motor de las condiciones extremas o implementar un sistema de ventilación para enfriamiento adicional.

La información de los equipos es muy importante en el mantenimiento, por lo que es recomendable que cuente son hojas de vida de los equipos que contenga la información específica de cada motor como por ejemplo:

- Modelo, marca y número de serie.
- Especificaciones de corriente y voltaje.
- Eficiencia nominal, temperatura de operación, tipo de aislamiento.
- Velocidad nominal, potencia, etc.
- También debe contener información de la carga a la cual está acoplado el motor.
- Datos históricos de consumos de corriente y cálculos históricos de eficiencia.

Entre las fuentes de pérdidas en motores eléctricos, se pueden mencionar las siguientes:

- Lubricación deficiente.
 - Obstrucción de las rejillas de ventilación, que generan deficiencia en la refrigeración.
 - Deficiente calidad de la energía (voltaje, frecuencia). por ejemplo desbalance entre fases.
 - Vibración, que puede ser generada por el mismo motor o por los equipos conducidos por él.
 - Pérdidas manifestadas en calor.
 - Alta resistencia al paso de la corriente en los devanados.
 - Desalineamiento (ejes y/o poleas).
- Condiciones a tener en cuenta en el mantenimiento de un motor eléctrico por su impacto en la eficiencia.
 - Lubricación. Un exceso de lubricación puede ser tan perjudicial como una lubricación deficiente. El exceso de lubricante se acumula en los devanados cubriéndolos y generando la acumulación de polvo lo cual afecta la transferencia de calor y también puede afectar las condiciones de aislamiento eléctrico.
 - Alineación de ejes. El desalineamiento entre ejes, poleas y correas es una causa de deterioro, sobrecarga y también de pérdida de eficiencia, pues la energía disipada en la vibración es energía que no llega a ser utilizada en el equipo conducido o en el proceso final.
 - Calidad de la energía suministrada al motor. Las características de la energía tienen un alto impacto en el desempeño de los motores eléctricos. Las variaciones en la frecuencia y el voltaje tienen un impacto significativo, por ejemplo, si el voltaje suministrado a un motor es el 80% del voltaje

nominal, el torque, que es proporcional al cuadrado del voltaje puede llegar a ser aproximadamente el 64% del torque producido en condiciones optimas. Por otra parte se pueden mencionar otros eventos que son considerados como relacionados con la calidad de la energía como son: fallas o ausencia de la energía en una de las fases en motores trifásicos, desbalance entre fases que puede causar calentamiento y este a su vez el deterioro del aislamiento.

- La temperatura de operación del motor. Una alta temperatura del motor es una indicación perdidas en el motor puesto que buena parte de las pérdidas por baja eficiencia se manifiestan en forma de calor.

- Estimación de los ahorros.

Los ahorros correspondientes al mantenimiento de la eficiencia óptima de un motor eléctrico son realmente los costos de consumo de energía que no son causados. Una estimación de los costos evitados podría requerir determinar cuál sería el consumo de energía si un adecuado mantenimiento no fuera realizado. Según estimaciones realizadas por el Departamento de Energía de los Estados Unidos de América (DOE), la eficiencia de equipos mecánicos en general puede ser incrementada entre un 10% a 15% debido a un adecuado programa de mantenimiento. Esta reducción en el consumo de energía es difícil de determinar más que la reducción en consumos de energía por otros factores o mejoras. Una forma de determinar estos ahorros podría ser estableciendo una línea base suspendiendo las actividades de mantenimiento, lo cual resulta totalmente inconveniente.

De forma general se presentan las ecuaciones con las cuales se puede calcular el ahorro de energía derivado de un incremento en la eficiencia, sin embargo es un poco más complejo el cálculo de la eficiencia misma. Para el cálculo de esta se deben realizar mediciones de corriente, velocidad y utilizar los métodos de cálculo a partir del consumo de corriente real o el método del deslizamiento.

Ecuación (9).

$$kW \text{ ahorrados} = 0,746 \times HP \times \sum_{i=1}^n \left[LF \times \left(\frac{E_n - E_o}{E_o} \right) \right]$$

Ecuación (10).

$$kWh \text{ ahorrados} = \sum_{i=1}^n [kW \text{ ahorrados}_i \times \text{horas}_i]$$

Donde:

0,746 = Conversión de caballos de potencia a kW.

HP = Caballos de potencia nominales del motor.

LF = Factor de carga

En = Nueva eficiencia, obtenida después de implementar la estrategia.

Eo = Antigua eficiencia, antes de implementar la estrategia.

Horas = Horas de operación al año.

i = Incremental load factor para el motor.

- Factores que afectan los costos del mantenimiento de motores eléctricos.

Los costos de mantenimiento de un motor eléctrico están influenciados por el tipo de mantenimiento realizado que puede contemplar: pruebas, inspecciones, reparación de partes, limpieza y secado y por otra parte los elementos consumibles y la mano de obra. Estos costos serán afectados por la frecuencia con la cual las actividades de mantenimiento son ejecutadas.

Los motores que trabajan en ambientes húmedos, calientes y en presencia de polvo, requieren intervenciones de mantenimiento con mayor frecuencia, en este caso podría evaluarse la conveniencia y relación costo-beneficio de implementar barreras adicionales que permitan a estos motores trabajar en condiciones más favorables.

- Actividades de mantenimiento recomendadas.

Se recomienda que las actividades de mantenimiento incluyan las siguientes actividades con el fin de preservar la eficiencia energética de los motores eléctricos de la mejor manera posible.

Tabla 28. Rutinas de mantenimiento para motores eléctricos.

Descripción	Comentarios	Rutina Mantenimiento	Rutina Operación	Diario	Semanal	Mensual	Anual
Uso del Motor y secuencia	Pare los motores innecesarios		X	X			
Inspección General	Inspección general para verifica que el equipo está operando de forma segura y que todos los equipos y accesorios están correctos.		X	X			
Monitoreo por condición	Medición, registro temperaturas y comparación con la línea base. Debe tenerse en cuenta que un incremento en la temperatura del motor significa una disminución de la eficiencia.	X			X		
	Medición y registro de niveles de vibración y comparación con la línea base.	X				X	

Descripción	Comentarios	Rutina Mantenimiento	Rutina Operación	Diario	Semanal	Mensual	Anual
Lubricación (cuando es aplicable)	Asegurar que los rodamientos o cojinetes están lubricados de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.	X					X
Chequeo de los sellos y empaques	Verifique los sellos mecánicos y empaques para descartar desgastes y reparar de ser necesario.	X					X
Alineación	Verificar la correcta alineación para garantizar la adecuada transferencia de potencia al equipo conducido.	X					X
	Verificar que los datos resultantes del análisis de vibraciones no muestran vibración relacionada con desalineamiento entre ejes.	X				X	
Revisión de anclajes y bases	Verificar y descartar solturas y deterioro de los anclajes y las bases	X					X
Termo grafías	Toma termo grafica. Verificar perdidas de calor y calentamientos por falsos contactos. Comparar con termo grafías anteriores.	X					X
Limpieza	Limpiar y remover polvo y suciedad para facilitar el enfriamiento.	X				X	
Verificar balanceo entre fases	Realizar medición de voltaje y corriente en las diferentes fases y comparar con los datos históricos. Medición de aislamiento (Meguer), si es posible parar el motor para realizar la medición.	X				X	
Análisis de circuitos eléctricos de motor (MCE)	Realizar análisis MCE.	X					X
Revisar y analizar datos de condiciones de carga.	Analizar datos y tendencias de las mediciones de corriente y MCE						
	Realizar cálculos de eficiencia con el fin evaluar condición de trabajo y posibilidad de reemplazo del motor, por uno de mayor eficiencia y uno de menor tamaño adecuado para las exigencias de la carga..	X					X

Descripción	Comentarios	Rutina Mantenimiento	Rutina Operación	Diario	Semanal	Mensual	Anual
Mantenimiento Mayor	Realizar mantenimiento mayor o evaluar posibilidad de reemplazar el motor por uno de alta eficiencia, realizar análisis de costo beneficio.	X					X

4.3.2 Sistema de aire comprimido.

El aire comprimido es utilizado en la mayoría de las industrias modernas como fuente de energía para herramientas, maquinaria, sistemas de manipulación de materiales, en equipos de limpieza, etc. Los costos de generar este aire comprimido, son con frecuencia considerados solamente en términos del costo inicial del equipo, sin embargo el costo de la energía utilizada en su producción representa el 70% del costo total de la generación del aire comprimido.

Considerando que el costo de la energía se ha incrementado de manera consistente en los últimos años, es muy importante identificar las pérdidas y causas de las ineficiencias con el objetivo de minimizarlas y de esta manera disminuir el costo de producción del aire comprimido.

Estadísticas de estudios realizados e información consolidada por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) muestran que en promedio entre el 20% y el 30% del aire comprimido es perdido debido a fugas en el sistema. A manera de ejemplo si un sistema tiene un compresor de aire de 1.000 cfm, el 30% serían 300 cfm. Evitar pérdidas de este nivel significaría un ahorro de 44.7 kW (60HP), lo cual equivale a lo largo de un año a un costo aproximado de \$97.000.000.

A lo largo de 10 años de operación un compresor de 75kW (100HP) cuyo costo inicial puede ser del orden de col\$150 millones, habrá acumulado aproximadamente col\$1500 millones en el costo de la energía utilizada para generar el aire comprimido. Si pensamos en lo anterior puede tener mucho sentido trabajar en la optimización del sistema y minimización de pérdidas. Con costos de esta magnitud es indispensable que los programas de mantenimiento sean diseñados con el objetivo de minimizar estas pérdidas y es aquí donde el proceso de operación y mantenimiento cumplen un papel muy importante.

- Presión del sistema.

Un incremento de 10 psig en la presión del sistema hace que se requiera 5% más energía.

Por ejemplo un compresor que produce 520 cfm a una presión de 110 psi demanda 75 kW (100hp) mientras que para producir la misma cantidad de aire a una presión

de 100 psig se requieren 70,8 kW (95 Hp) que es un 5% menor. Esto convierte la posibilidad de disminuir la presión del sistema en una oportunidad potencial de ahorro energético. Una disminución de 3.75kW (5 HP) en la potencia requerida de significaría un ahorro estimado de \$ 7millones/año considerando los costos de la energía eléctrica en el caso específico de la planta de Rohm and Haas. ¿Cuál es la causa por la cual se requiere mayor presión en el sistema?. Esta podría ser una pregunta en cuya respuesta encontraríamos las oportunidades para ahorrar energía y por consiguiente costos.

A mayor presión en el sistema mayor será el consumo, este fenómeno es denominado demanda artificial. Por otra parte si la presión del sistema es menor, el caudal de aire perdido por fugas será igualmente menor.

Si tenemos presente que generalmente se cuenta con reguladores de presión en los centros de consumo de aire y que la presión final a la cual el aire es realmente utilizado es con frecuencia mucho más baja, podríamos pensar en implementar una disminución en la presión operación del sistema, para lo cual se pueden considerar las siguientes actividades de mantenimiento y otras:

- Controlar y minimizar las pérdidas por fugas.
 - Garantizar la buena operación de trampas de humedad y drenajes.
 - Limpieza periódica de filtros, para evita alta presión diferencial.
 - Reemplazar equipos que utilizan aire comprimido por equipos eléctricos más eficientes (ej, herramientas neumáticas por herramientas electricas).
 - Instalar centros de almacenamiento de aire comprimido (tanques) cerca a los puntos de mayor consumo y evitar así la alta presión requerida para compensar las fluctuaciones del flujo y las caídas de presión por falta de almacenamiento en los lugares requeridos.
 - Modificar tuberías para minimizar perdidas de presión en el sistema.
 - Instalar compresores de menor capacidad para suplir demandas puntuales en turnos nocturnos, fines de semana y/o equipos especiales cuando sea aplicable.
 - Implementar cambios para hacer que la succión del compresor tome el aire en un punto de mayor temperatura y densidad (el aire frio es más fácil de comprimir que el aire caliente, además es más denso).
 - Reemplazar el motor eléctrico que impulsa el compresor por un motor del alta eficiencia.
- Equipos de ultrasonido para detección de fugas.
El aire comprimido y otros gases emiten un patrón de sonido característico alrededor del área de la fuga. En muchos casos este sonido no es audible o es enmascarado por el ruido generado por otros equipos. Es de gran utilidad emplear un equipo de detección de ultrasonido que es capaz de aislar la frecuencia del sonido generado por las fugas de aire o gas. Un equipo de análisis de ultrasonido puede costar dependiendo de la complejidad del mismo entre 4 – 20 millones de pesos, estos pueden venir en algunos casos equipados con accesorios y un software que permite calcular un estimado del caudal de gas o aire que está generando el sonido en el área de la fuga.

Una inversión de un equipo de este tipo puede ser pagada con el ahorro generado al detectar y corregir las fugas del sistema y en algunos casos el tiempo de retorno de la inversión puede ser de 6 meses, dependiendo del tamaño del sistema y de la cantidad de fugas detectadas.

- Actividades de mantenimiento recomendadas.

Se recomienda que el proceso de operación y mantenimiento incluyan las siguientes actividades con el fin de preservar la eficiencia energética del sistema. Las tareas listadas en la tabla 29 son tareas adicionales recomendadas a las actividades requeridas según los estándares de mantenimiento y operación y los otros estándares de seguridad del proceso (Ej, calibración de válvulas de alivio, inspección periódica de los recipientes sometidos a presión, pruebas de resistencia a presión, etc.).

Tabla 29. Rutinas de mantenimiento para motores eléctricos.

Descripción	Comentarios	Frecuencia de Mantenimiento					
		Rutina Mantenimiento	Rutina Operación	Diario	Semanal	Mensual	Anual
Uso de los compresores Secuencia de encendido y apagado	Implemente una secuencia de encendido de los compresores / apague los compresores no necesarios. Si no es posible actualizar el sistema de control, esta acción debe ser realizada por el personal de operaciones.		X	X			
Evaluación de fugas del sistema	Búsqueda de fugas utilizando equipo de ultrasonido, planear y programar su corrección.		X			X	
Evaluación de fugas del sistema	Búsqueda de fugas. Los operadores en sus rutinas diarias deben tener la disciplina de buscar y reportar las fugas de aire. Los elementos que frecuente mente presentan pérdidas de aire son: mangueras desgastadas y deterioradas, válvulas con actuadores neumáticos, otros equipos que utilizan aire comprimido.	X		X			

Descripción	Comentarios	Frecuencia de Mantenimiento					
		Rutina Mantenimiento	Rutina Operación	Diario	Semanal	Mensual	Anual
Operación de los compresores	Toma y registro de los datos de operación. Comparación de los datos de temperatura contra las tendencias.		X	X			
Secadores de Aire	Verificación de datos de operación para garantizar su correcto funcionamiento.		X	X			
Ventilación del Compresor	Asegurar que una adecuada ventilación está disponible y para el compresor y para la entrada de aire.		X			X	
Drenaje de condensados	Drenar condensados y asegurar que los drenajes de tanques, tramos bajos y trampas funcionan correctamente.		X		X		
Temperaturas de operación	Verificar que la temperatura esta dentro de los valores recomendados por el fabricante.		X	X			
Filtros de succión	Limpiar filtros de entrada de aire si aplica o cambiar si es necesario.	X				X	
Inspección de equipos que consumen aire	Inspeccionar todos los equipos que consumen aire comprimido y en general todo el sistema para identificar y corregir fugas de aire (se recomienda utilizar un equipo de ultrasonido).	X					X
Trampas de drenaje de humedad	Limpiar y verificar su operatividad.	X				X	
Inspección de Filtros en líneas de aire	Reemplazar, limpiar cuando la presión exceda 2-3 psid		X		X		

4.3.3 Sistema de vapor de agua

Un programa de operación y mantenimiento debe considerar dos aspectos: el primero es implementar acciones que permitan llevar la caldera al punto óptimo de eficiencia y el segundo es implementar las acciones necesarias para mantener el equipo operando en el punto de óptima eficiencia.

Un plan de optimización debe iniciar por garantizar que el equipo de operación y mantenimiento tenga un adecuado conocimiento de la caldera y los componentes/equipos asociados, registrar y mantener datos de operación y finalmente implementar las acciones y controles necesarios para mantener en buen estado las superficies de transferencia de calor y el correcto funcionamiento de los sistemas de combustión y control de la relación aire combustible.

Adecuadas prácticas de operación y mantenimiento son indispensables para preservar una óptima eficiencia de los equipos de generación de vapor.

- Herramientas de diagnóstico.

Una importante herramienta que puede ser considerada es el analizador de gases de combustión. Hoy día existen diferentes tipos de equipos que pueden ser fijos o portables y están en capacidad de tomar muestras, analizar y entregar reportes de la eficiencia de la combustión. Un equipo en buenas condiciones y calibrado suministrará información confiable y útil que permitirá realizar los ajustes necesarios para mantener una óptima eficiencia en la combustión.

Otra herramienta de gran utilidad es el termómetro infrarrojo o cámara termográfica con la que se pueden realizar evaluaciones y diagnósticos del estado y efectividad de los aislamientos térmicos en la caldera, equipos asociados y líneas de vapor y retorno de condensados.

- Calidad del agua y limpieza de las superficies de transferencia de calor.

Un deficiente o inadecuado control de la calidad del agua puede hacer que presenten depósitos o incrustaciones en las superficies de intercambio de calor. Esta situación degenerará en una mayor temperatura de los gases en el lado del fuego y una menor temperatura del agua en el lado opuesto. Lo anterior debido a una menor transferencia de calor causada por el efecto de aislamiento generado por los minerales acumulados en las superficies. Esto resultará en una pérdida de eficiencia que se ve reflejada en una mayor temperatura en los gases de escape lo que significa, que mayor energía está siendo arrojada a la atmósfera y menor energía está siendo transferida al vapor de agua.

Esta deficiencia en la transferencia de calor también hace que la temperatura promedio a la cual está sometido el material de la superficie de intercambio de calor sea mayor lo cual afectará con el tiempo el desempeño de los materiales. Por otra parte, los depósitos en la superficie hacen que los procesos de corrosión sean posibles lo que afectará también la confiabilidad del equipo e incrementará los costos de mantenimiento.

Las anteriores consideraciones dejan ver que un adecuado y consistente control de la calidad del agua es muy importante en el propósito de preservar la eficiencia del equipo, mantener bajo control la confiabilidad y los costos del mantenimiento.

- Exceso de aire y deficiencia de aire.

El exceso de aire significa que se tiene mayor cantidad del aire necesaria para una combustión completa y que este exceso de aire es calentado y arrojado a la atmosfera.

Por otra parte una deficiencia de aire significa que el proceso de combustión no cuenta con la cantidad de aire necesaria para realizar una combustión completa y esto genera pérdida de eficiencia, facilita la formación de depósitos, hace que los gases sean potencialmente explosivos y promueve la presencia de mayor cantidad de gases no deseados como: el monóxido de carbono CO y los hidrocarburos HC.

Caso de estudio. Una caldera en optimas condiciones presenta típicamente un contenido de oxígeno cercano al 2%, sin embargo en el estudio realizado para una caldera de 300BHP, se encontró que la temperatura de los gases de escape era de 297°C (567°F) y el contenido de oxígeno en los gases era de 17.4%. (ver tabla 23. Datos de análisis de gases de caldera).

El contenido extra de oxígeno en los gases de escape es consecuencia del exceso de aire que pasa a través de la caldera. Esta cantidad de aire adicional, hace que una mayor cantidad de calor sea necesaria para calentar la masa de aire y por otra parte una mayor cantidad de energía que no es entregada al vapor es arrojada en los gases hacia la atmosfera.

En este caso se estima que si la caldera trabaja bajo las mismas condiciones de carga pero con una mejora en la combustión de manera que el contenido de oxígeno en los gases sea del 5%, se lograría un ahorro estimado del 13% en el consumo de gas combustible, lo que representa un valor aproximado de \$8.200.000/año.

El costo de un equipo sencillo y portable de análisis de gases es de aproximadamente \$5.000.000 con lo que esta inversión tendría un retorno de inversión inferior a un año y el equipo estaría disponible para realizar análisis en otros equipos, como calderas, hornos y quemadores.

- Actividades de mantenimiento recomendadas.

Se recomienda que el proceso de operación y mantenimiento incluyan las siguientes actividades con el fin de preservar la eficiencia energética del sistema. Las tareas listadas en la tabla 30 son tareas adicionales recomendadas a las actividades requeridas según los estándares de calderas y los otros estándares de seguridad del proceso (Ej, calibración de válvulas de alivio, inspección periódica de los recipientes sometidos a presión, pruebas de resistencia a presión, etc.)

Tabla 30. Rutinas de mantenimiento para calderas y sistemas de vapor

Descripción	Comentarios	Frecuencia de Mantenimiento					
		Rutina Mantenimiento	Rutina Operación	Diario	Semanal	Mensual	Anual
Registros de Caldera	Tome registros de: cantidad de combustible usado / temperatura de los gases de escape / flujo o volumen del agua acondicionada / presión, temperatura y cantidad de vapor producido. Analice las variaciones como mecanismo de detección de fallas. (ej. alta temperatura de los gases de escape podría significar deficiencia en la transferencia de calor debido a depósitos o incrustaciones).		X	X			
Sistema de tratamiento / acondicionamiento del agua de alimentación.	Verifique que el sistema funciona correctamente. Realizar análisis de laboratorio a muestras de agua de forma periódica (cualquier deficiencia del agua puede generar formación de depósitos que afectan la capacidad de transferencia de calor).	X		X			
Gases de combustión y su composición.	Mida la composición de los gases de combustión y su temperatura, en cada estado de operación. Compare con los siguientes valores recomendados: Gas Natural (O ₂ < 1.5% - CO ₂ <10). Fuel No ₂ (O ₂ <2.0% - CO@,11.5). La adquisición de un equipo de análisis de gases puede ser considerada, pues estos análisis periódicos podrían generar ahorros significativos.	X				X	
Inspecciones de fugas de Vapor / Agua	Busque y corrija las fugas en válvulas, trampas, tuberías averiadas. Identifique y prevenga fugas potenciales.	X				X	
Calidad de Agua	Verifique la calidad del agua de alimentación, a través de su composición química. Realizar análisis de laboratorio de forma periódica de forma que se garantice el control de la calidad del agua.	X					X
Purga de caldera.	Revise los sistemas de purgas automáticas para asegurar que las purgas están siendo adecuadas para prevenir los asentamientos sólidos e incrustaciones.	x				X	
Sistema de alimentación del combustible **	Revise filtros y líneas de suministro. Revisar posibles fugas de combustible.	X				X	X

Descripción	Comentarios	Frecuencia de Mantenimiento					
		Rutina Mantenimiento	Rutina Operación	Diario	Semanal	Mensual	Anual
Sistemas de medición de gas combustible y medición de vapor	Calibración de los medidores	X					X
Revisión de la presión de vapor	Verificar que la presión sea la esperada bajo diferentes cargas. Vapor de baja calidad puede estar siendo producido si la presión cae muy rápido. Es recomendable realizar una revisión anual de la demanda (cantidad, temperatura y presión) de vapor requerida anualmente con el fin de determinar si la presión del sistema es la requerida o si por el contrario existe alguna posibilidad de disminuir la presión del sistema.		X	X			X
Motor de la bomba de alimentación de agua	Si la operación de las bombas es intermitente podría evaluarse la opción de instalar variadores de frecuencia con el fin de minimizar los picos de arranque y lograr una operación mas continúa del motor.		X				
Purgas de la caldera	Verifique que las purgas están ocurriendo y son efectivas	X		X			
Control de nivel del agua de alimentación **	Detenga la bomba de alimentación y permita que el sistema detenga automáticamente el suministro de combustible. No permita que el nivel de agua caiga por debajo del límite.	X			X		X
Montaje de quemadores y piloto	Limpie piloto y quemadores siguiendo las instrucciones del fabricante. Examine y corrija corrosiones e incrustaciones.	X			X		
Daeflectores de aire	Verificar y corregir fugas de aire a través del sello del dámper	X				X	
Uniones en los dámper de aire y válvulas de combustible.	Verifique el correcto posicionamiento y sello.	X				X	
Suministro del aire de combustión	Revise los ductos de ingreso de aire a las calderas para asegurarse que estén suficientemente abiertos y limpios.	X					
Correas de transmisión del ventilador	Verifique tensión y mínimo deslizamiento	X				X	

Descripción	Comentarios	Frecuencia de Mantenimiento					
		Rutina Mantenimiento	Rutina Operación	Diario	Semanal	Mensual	Anual
Aislamiento de la caldera	Inspeccione con termografía todo el aislamiento de la caldera identificando y corrigiendo los puntos de mayor fuga de calor.	X					
Válvulas de control de vapor	Calibre las válvulas de control de acuerdo con las especificaciones del fabricante. Y verifique su apropiada operación.	X					X
Limpieza de superficies - Lado Agua / Lado fuego	Realizar inspección periódica y limpieza interna de las superficies. Un control adecuado de la calidad del agua evitara la formación de depósitos e incrustaciones.	X					x
Refractarios	Inspeccione y repare los aislamientos refractarios, de acuerdo a materiales y procedimientos establecidos por el fabricante.	X					x
Sistema de agua de alimentación	Limpieza y reacondicionamiento de bombas, tanques de condensado y desaireadores retirar estos depósitos evitara el ingreso de los mismos a la caldera.	X					X
Sistema de alimentación del combustible **	Limpieza y reacondicionamiento de bombas, filtros, Precalentadores de combustible, y tanques de almacenamiento	X					X
Válvulas hidráulicas y Neumáticas **	Verifique su correcta operación y repare de ser necesario.	X					X
Inspección de líneas de vapor	Inspección de líneas de vapor con cámara termográfica e inspección visual para detectar pérdidas de calor por deficiencia en el aislamiento. Detectar goteos y fugas de vapor.	X				X	

**No aplicable para los sistemas de Rohm and Haas, sin embargo se menciona como referencia para otros casos de interés.

5 CONCLUSIONES

5.1 ESTUDIO DE BUENAS PRACTICAS DE EFICIENCIA ENERGETICA

Durante el estudio de las buenas prácticas de eficiencia energética se encontró que existe en Internet suficiente bibliografía e información disponible sobre el tema y que existen varias organizaciones e instituciones que continuamente publican y promueven estas prácticas, entre las cuales podemos mencionar como las más notables las siguientes:

- El departamento de energía de los estados unidos de América DOE y su programa Eficiencia Energética y Energía Renovable <http://www1.eere.energy.gov/industry/>
- La Asociación de Ingenieros Energéticos de los Estados Unidos <https://www.aeecenter.org>
- El Instituto de la Montaña Rocky <http://www.rmi.org/>
- El centro de investigaciones en energía de la Universidad de Illinois <http://www.erc.uic.edu/>
- La Agencia Internacional de Energía <http://www.iea.org/about/index.asp>

En cuanto a las buenas prácticas aplicables en la planta de Rohm and Haas podemos mencionar las siguientes:

- Implementar mediciones e indicadores que permitan observar el comportamiento de la demanda y el costo de la energía. Aunque existen actualmente algunas mediciones, es necesario implementar otras y hacer gestión con la información obtenida a partir de dichas mediciones.
- Implementar nuevos sistemas de medición que permitan cuantificar de manera precisa el consumo energético de los equipos o sistemas de mayor consumo. Existen algunos equipos de medición, pero no son precisos y en algunos casos, como en la medición del consumo de vapor, la información obtenida no es confiable.
- Dar una nueva visión a la organización de operación y mantenimiento, de tal forma que sus actividades incluyan la responsabilidad de realizar gestión para mantener y mejorar la eficiencia en el uso de la energía realizado por los

diferentes equipos y sistemas. En la búsqueda de este objetivo se pueden implementar por ejemplo las siguientes actividades de mantenimiento:

- Rutinas de búsqueda y corrección de fugas (perdidas) en los sistemas de aire comprimido, gas inerte y vapor de agua. Estas rutinas deben también incluir la disciplina operativa con actividades que busquen disminuir el consumo en cuanto sea posible

- Considerar el costo del consumo energético al momento de seleccionar un equipo, bien sea para la compra por reposición, actualización o para un nuevo proyecto. A manera de ejemplo podemos mencionar dos casos reales: reemplazo de motores eléctricos por motores de alta eficiencia y la actualización del sistema de control de combustión de las calderas. Estos dos pequeños proyectos pueden significar ahorros considerables en el tiempo y adicionalmente tiene un retorno de inversión a corto plazo (aproximadamente dos años).

- Rutinas de análisis de gases de escape de las calderas y ajuste del control de mezcla para evitar el exceso de aire. Rutinas de verificación de los parámetros operativos de las calderas y del desaireador (precalentador) para garantizar que estén operando de tal forma que su desempeño sea óptimo desde el punto de vista de la eficiencia energética.

- Realizar capacitaciones con el objetivo de crear o incrementar en nivel de conciencia del personal de operación y mantenimiento en cuanto al uso de la energía, el costo y el impacto de las actividades realizadas.

- Evaluar la conveniencia de implementar un programa de tratamiento del agua de refrigeración de los sistemas cerrados (torres de enfriamiento) para mejorar la limpieza de los sistema y por consiguiente la capacidad de transferencia de calor.

- Realizar análisis periódicos del agua de alimentación a la caldera e igualmente al agua de purga, con el fin de controlar la calidad del agua y evitar la formación de depósitos que pueden disminuir la capacidad de transferencia de calor y por consiguiente la eficiencia del equipo.

- Implementar en la rutina de termo-grafía existente la práctica de inspeccionar equipos con aislamientos térmicos para detectar y corregir perdidas de calor por aislamiento deficiente.

- Evaluar la conveniencia de disminuir el uso de aire comprimido en algunos equipos como bombas neumáticas de diafragma que podrían ser remplazadas por bombas impulsadas por motores eléctricos, como es posiblemente el caso de las bombas neumáticas de la piscina de aguas residuales de proceso (aguas blancas).

5.2 Importancia y el impacto de los costos energéticos en la operación.

Los costos energéticos son representativos en orden de magnitud en la industria química y petroquímica, sin embargo, para este caso específico en la planta de Rohm and Haas no tenemos la información suficiente para comparar y determinar el nivel de importancia en comparación con los costos totales de la operación.

Por otra parte es muy importante anotar, que al comparar el comportamiento de la inflación (índice de precios al consumidor IPC y índice de precios al productor IPP) con el incremento en los costos de la energía, se observa, que en el periodo analizado (últimos 4 años, 2004 - 2007) el incremento en el costo de la energía (energía eléctrica \$/kWh y gas natural \$/m³ ó \$/MMBtu) ha sido en general superior a la inflación para el sector químico. Lo anterior significa que el costo de la energía es año tras año más importante y representativo en los costos de la operación de las industrias químicas.

Vemos que en el caso específico de R&H, el costo de la energía eléctrica es más representativo que el costo del gas natural, representando la energía eléctrica el 61% del costo total de la energía para toda la planta (incluye la energía suministrada a DAS).

El costo del gas natural ha presentado un incremento acumulado del 75% para grandes consumidores y 162% para pequeños consumidores durante el periodo 2000-2007. Es importante anotar que actualmente Rohm and Hass está clasificado como pequeño consumidor. Por otra parte, el costo de la energía eléctrica ha presentado un incremento acumulado del 67.28% en el periodo 2003 al 2007.

5.2.1 El costo energético en la industria química.

Según algunos expertos, el incremento en los costos de las materias primas derivadas del petróleo y la energía no puede ser transferido directamente al costo del producto final, debido a que en la industria química, el precio de los productos está más determinado por la demanda y oferta que por el costo de las materias primas y los costos de producción. Un incremento en el costo de los productos podría generar una disminución en la demanda, por lo cual es muy relevante el trabajo de optimización que se pueda realizar para bajar el costo de la energía y en general los costos de la operación.

Según datos de La oficina de información de energía de los Estados Unidos (Energy Information Administration, EIA) aproximadamente el 60% de los costos causados

por el consumo de combustibles está representado en el consumo de calderas para la generación de vapor, en general para el calentamiento y enfriamiento del proceso y edificaciones.

En la industria química de los Estados Unidos en el año 1998, el costo de la energía consumida en la industria química fue aproximadamente US\$22 billones, lo cual es aproximadamente el 28% de costo de la energía consumida en el sector manufacturero. Por lo anterior y por el impacto que el uso de esta energía representa para el medio ambiente, las industrias y el gobierno están trabajando en la optimización del uso de la energía.

En el reino unido UK, también se está trabajando en la optimización de uso de la energía, de hecho, según datos estadísticos en la industria química han logrado disminuciones en el consumo energético del 34% en el periodo 1990-2004.

Los costos de la energía en la industria química varían dependiendo del tipo de industria, sin embargo en algunos casos el costo de la energía puede ser hasta del 85% si se incluye en este rubro los hidrocarburos que en algunos casos son utilizados como materia prima para el proceso (ej. GLP).

En la industria química de los Estados Unidos, cerca del 20% de la energía es generada mediante sistemas de cogeneración. La capacidad de cogeneración se duplicó en el periodo 1985 a 1998. Las industrias más representativas en cogeneración son la de fertilizantes con una capacidad de 2.8 GWh y el sector de los químicos orgánicos con una capacidad de 20.9 GWh.

El sector de la industria química más intensivo en el uso de la energía es el sector de los químicos orgánicos, el cual registro un consumo de 2.600 (Trillon BTU) en el año 1998, de los cuales aproximadamente el 1.000 (Trillon BTU) corresponden a consumo de hidrocarburos como materia prima. En la industria química buena parte de los hidrocarburos se consumen como materia prima para el proceso, por lo que hay grandes oportunidades de disminuir este consumo mediante mejora de los procesos y disminución de pérdidas.

Definitivamente hay en la industria química grandes oportunidades para optimizar el uso de la energía.

5.3 Análisis de la demanda y uso de la energía en Rohm & Haas.

En el capítulo 3 se presenta un análisis de la demanda energética actual. De este análisis sobresalen las siguientes conclusiones:

El gas natural representa la mayor parte de la energía (MJ) consumida, mientras que la energía eléctrica es el 23% del total. Sin embargo, debido al mayor costo unitario de la energía eléctrica (\$/kWh) el costo total de la misma es más representativo que el costo total del gas natural. El costo del gas natural representa el 39% del costo total de la energía, mientras que la energía eléctrica representa el 61%.

De lo anterior podemos decir que tendrán mayor impacto en los costos las acciones que se tomen para optimizar el uso de la energía eléctrica. Sin embargo algunas acciones/mejoras que pueden ser implementadas sobre el consumo de gas natural, sin necesidad de incurrir en mayores costos, representan ahorros importantes (ej. actualización del sistema de control de combustión de la caldera de vapor).

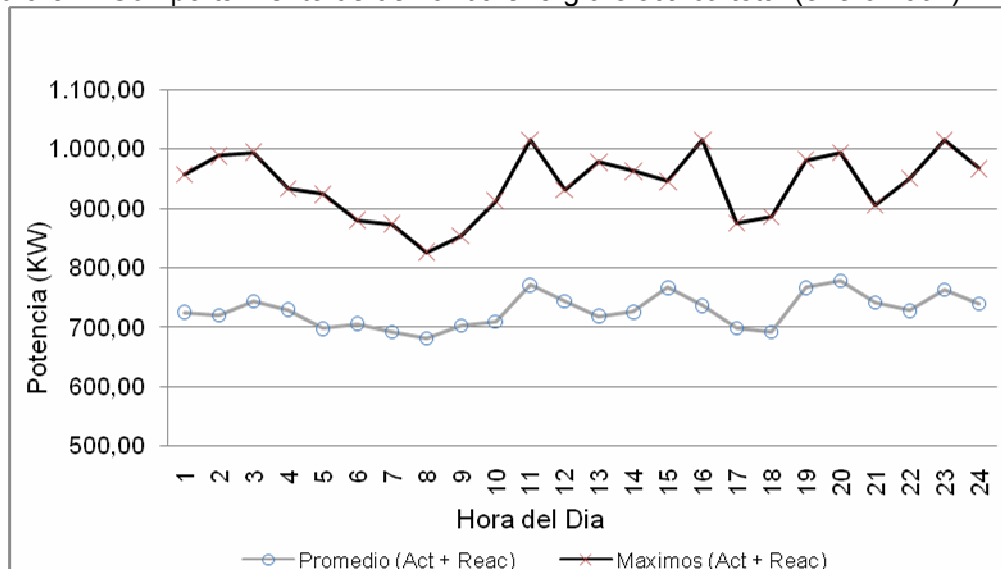
Los centros de mayor consumo de energía para Rohm and Haas son:

- El área de utilidades (generación de vapor y gas inerte).
- El edificio de producción (energía eléctrica para motores).
- El área administrativa (energía eléctrica para el sistema central de aire acondicionado).

5.3.1 Consumo de energía eléctrica en toda la planta (DAS y R&H).

Con el objetivo de conocer el comportamiento de la demanda total analizamos los datos del consumo instantáneo (kW) registrados de forma horaria durante el mes de enero del 2007 (ver figura 45).

Figura 5-1. Comportamiento de demanda energía eléctrica total (enero 2007).



En la figura 45 vemos que el promedio de consumo energético en kW es 680kW-780kW y los consumos máximos registrados ascienden hasta 1,050kW. Esta información será útil al momento de dimensionar un sistema alternativo de suministro de energía eléctrica como podría ser el caso de sistemas de autogeneración, cogeneración o trigeneración. El sistema seleccionado debe tener la capacidad de suministrar una potencia que supla la demanda máxima más un

factor de seguridad para cubrir eventualidades operacionales o instalación de nuevos equipos (ej $1,050 \text{ kW} + 15\% = 1,207 \text{ kW}$, aprox. $1,200 \text{ kW}$).

5.3.2 Análisis de la demanda de vapor en toda la planta (DAS y R&H).

El consumo promedio máximo encontrado fue de 6.287 Kg/h , sin embargo si se desea conocer la demanda instantánea es recomendable aplicar un factor de seguridad considerando la forma como se realizó este cálculo y la incertidumbre en la precisión de los medidores. También debe considerarse que la estimación del consumo de vapor se realizó a partir de promedios que fueron obtenidos bajo la premisa del tiempo estimado de operación de la caldera (8 h/día) y por otra parte, que pueden presentarse consumos instantáneos superiores bajo condiciones especiales.

En las tablas 21 y 22, así como en la figura 42 se pueden observar los datos de los consumos de vapor durante los años 2005 y 2006.

El consumo de gas natural en las calderas de vapor representa el 8% del consumo total de la planta para el año 2006.

5.3.3 Análisis de la demanda de gas inerte en toda la planta (DAS y R&H).

En el capítulo 3 se realizó el análisis de la demanda de gas inerte encontrando que el consumo promedio es 42.054 Kg/mes (1.402 Kg/día) y un estimado de consumos instantáneos de 100 Kg/hr

El consumo de gas natural combustible en el sistema de gas inerte representa el 43.8% del consumo en volumen y también del costo total de la planta para el año 2006.

5.3.4 Análisis de la demanda de frío en toda la planta (DAS y R&H).

Sobre los equipos de refrigeración instalados en el área e utilidades, vemos que no se cuenta con información suficiente para calcular con precisión el comportamiento de la demanda de frío, pues no existen equipos de medición de flujo de agua fría, así como tampoco medidores de energía que permitan realizar mediciones de la energía consumida en estos sistemas de refrigeración.

Sin embargo considerando la capacidad de los equipos existentes y los tiempos de operación se estima que la demanda máxima de frío sea 100 TON (351 kW) y que la demanda promedio puede ser suministrada por un equipo con una capacidad de 70 TON (246 kW).

Asumiendo que la demanda promedio es suministrada por el equipo de 70 TON y que el equipo opera en promedio 12 hrs/día , la energía consumida por este equipo es $1.078.000 \text{ kWh/año}$ y el costo equivalente de esta energía es $\$292.140.000/\text{año}$.

De lo anterior podemos concluir que el costo ocasionado por los sistemas de refrigeración puede ser representativo, por lo que es importante trabajar en su optimización.

Por otra parte sobre los sistemas de aires acondicionados podemos observar lo siguiente. Al analizar el consumo de energía eléctrica de las áreas administrativas, vemos que representa el 16% del costo total, siendo su costo aproximadamente \$388 millones/año. Es muy importante anotar que dentro del área administrativa, los equipos de consumo de energía más representativos son los sistemas de aire acondicionado, luego se ve como una interesante oportunidad de ahorro la optimización que se pueda realizar en estos equipos.

5.4 Análisis del consumo y costo energético para los años anteriores

En el capítulo uno (1) se realizó el análisis de los consumos y costos energéticos históricos de la planta, sus diferentes áreas y centros de consumo. De este análisis podemos destacar lo siguiente.

- En costo de la energía para toda la planta del orden de 2.500 millones de pesos al año. Este costo mencionado incluye los costos de energía eléctrica y gas natural.
- El costo más representativo de estas dos formas de energía es el de la energía eléctrica, representando aproximadamente el 61%
- El uso de la energía es mayor en la planta de DAS, la cual es responsable por aproximadamente el 85% del costo total de la energía.
- El consumo de energía eléctrica durante el periodo 2003-2006 se ha mantenido entre 5-6 millones de kWh/año, siendo el promedio 5.613.059 kWh/año.
- El consumo de gas natural registrado en los años 2003, 2004 y 2006, fue en promedio 1.870.000 m³. En el año 2005 el consumo registrado fue de 1.541.905 m³, siendo este valor inferior posiblemente por estar asociado a un periodo de menor producción. El promedio de consumo de periodo 2003-2006 fue 1.787.951 m³.
- El consumo de gas natural promedio registrado (4.898 m³/día) es superior al límite establecido como consumo mínimo para ser considerado por la CREG como gran consumidor. La legislación actualizada emitida por la CREG dice que a partir del 1 de enero del 2005 será considerado como gran consumidor (consumidor no regulado) aquel que tenga un consumo superior (2.832 m³/día o 100.000 pcd). Al momento del presente estudio Rohm & Haas estaba clasificado como pequeño consumidor, por lo que la tarifa aplicada es mayor (ver figura 14). Se estima que Rohm&Haas ha incurrido en un sobre costo aproximados de \$310 millones en el año 2005 y \$332 millones para el año 2006 debido a los pagos realizados bajo una tarifa para pequeño consumidor. Lo anterior significa que se ha incurrido en sobre costos de 70% y 64% para los años 2005 y 2006

respectivamente. Se desconoce en este momento si la situación fue corregida, de lo contrario, se habría incurrido en sobrecostos estimados de \$345 millones para el año 2007. Para mayor información, ver <http://www.creg.gov.co/>, resolución No. 023 del 11 de abril del 2000.

- Los costos unitarios del gas natural han sufrido incrementos del 162% y 75% para pequeños y grandes consumidores respectivamente en un periodo de siete años hasta junio del 2007.

5.5 Proyección de los costos en la situación actual

Es importante anotar que históricamente el incremento del costo de la energía (energía eléctrica y gas natural) ha sido año tras año superior al IPC, así como también al IPP y se espera que este comportamiento continúe en los próximos años.

Considerando que tanto el costo del gas natural como el de la energía eléctrica es determinado por la suma de diferentes componentes y que cada uno de ellos se puede ver afectado por diferentes factores se propone realizar un estimado de los costos futuros de la energía proyectando los precios unitarios de acuerdo a las tendencias de incremento registradas en los últimos años y considerando un nivel de consumo similar al actual. Sin embargo es importante anotar que debido al comportamiento del precio internacional de petróleo, se espera que el costo de la energía tenga un incremento mayor para los próximos años.

Tabla 31. Costos de gas natural proyectados 2003-2010.

Año	Consumo Total [m3/año]	Costo Unitario \$/m3	Costo Total millones \$/año	Costo RH millones \$/año	Costo DAS millones \$/año
2003	1,864,643	334	498	49	448
2004	1,875,061	348	466	48	418
2005	1,541,905	423	591	61	531
2006	1,870,194	524	948	88	860
2007	1,787,951	504	901	90	811
2008	1,787,951	424*	758	76	682
2009	1,787,951	496**	887	89	798
2010	1,787,951	580**	1,038	104	934

*Promedio tomado del 1Q del 2008.

**Se estima un incremento anual igual al promedio histórico de incremento anual

Tabla 32. Costos de energía eléctrica proyectados 2003-2010.

Año	Consumo Total [kWh]	Costo Unitario \$/kWh	Costo Total millones \$/año	Costo RH millones \$/año	Costo DAS millones \$/año
2003	5,195,441	162	840	168	672
2004	5,808,140	182	1,058	225	834
2005	5,389,894	186	1,004	193	812
2006	6,058,760	249	1,510	290	1,220
2007	5,613,059	271	1,521	304	456

2008	5,613,059	312*	1,749	350	525
2009	5,613,059	358*	2,012	402	604
2010	5,613,059	412*	2,313	463	694

*Se estimó un incremento anual igual al promedio histórico.

5.6 Oportunidades para hacer un uso más eficiente de la energía

En general existen excelentes oportunidades para mejorar la eficiencia, estas se pueden clasificar en dos grandes grupos, las que requieren y las que no requieren inversión de capital

En el primer grupo están aquellas que obedecen a cambios culturales y/o cambios en el comportamiento, dentro de estas las más importantes son:

- Implementar rutinas de mantenimiento que permiten detectar y corregir desviaciones o deterioro de la eficiencia de los equipos (ver sección 4.3).
- Implementar rutinas operativas con el objetivo de evitar desperdicios de las diferentes formas de energía (ver sección 4.3).
- Implementar otras costumbres de comportamiento en oficinas y áreas administrativas.

Es importante mencionar que aun cuando no se requiera inversión de capital en los equipos, se hace necesario incurrir en gastos de capacitación y entrenamiento. Por otra parte es necesaria la utilización de los recursos (hh) de los equipos de operación y mantenimiento.

En el segundo grupo están aquellas que necesariamente requieren realizar modificaciones a los equipos o sistemas, dentro de las cuales se mencionan las siguientes como las de mayor impacto.

- Reposición de equipos por equipos de tecnologías más eficientes. Este es el caso de los motores eléctricos de alta eficiencia y controles de combustión.
- Cambios en configuración de sistemas con el fin de hacer mejor uso de las corrientes de energía desperdiciadas o disminuir el consumo energético, por ejemplo: cambio de bombas neumáticas por bombas actuadas por motores eléctricos, recuperación de condensados de vapor de agua, implementar un sistema para utilizar los gases de escape de la caldera para generar gas inerte, implementar variadores de frecuencia en la reducción de velocidad en lugar de sistemas mecánicos, instalar un sistema de cogeneración que permita generar el vapor a partir de los gases de escape de un motor para generación eléctrica o un sistema de tri-generación, que adicionalmente permita utilizar los gases de escape como gas inerte y realizar conexión a una red de suministro de energía eléctrica a un nivel superior de tensión.

A continuación se mencionan de manera general las oportunidades de ahorro encontradas, cada una de ellas requiere un estudio y análisis más detallado. Las

clasificadas con prioridad “1” son aquellas que pueden ser implementadas sin mayor inversión y que además en algunos casos el tiempo de retorno es bajo o inmediato.

Tabla 33. Relación de oportunidades de ahorro..

Ítem	Ahorro por disminución en consumo			Sistema	Equipo	Impacto Positivo en		Descripción General del Proyecto de Optimización	Objetivo	Prioridad	Inversión Capital		Tiempo estimado de Retorno [años]			Tiempo para implementación [meses]			
	Gas Nat	E. Elec	Agua			DAS	RH				SI	NO	0-2	2-5	> 5	0-6	6-12	> 12	
1	x			Vapor	Calderas	x	x	Actualizar sistema de control de combustión	Disminuir consumo de gas combustible - Mejorar combustión	1	x			x					
2	x			Vapor	Calderas	x	x	Utilizar gases de escape caldera como gas inerte	Disminuir consumo de gas combustible -	3	x			x					x
3	x			Vapor	Calderas, precalentador, tuberías	x	x	Rutinas de O&M	Disminuir consumo de gas combustible - Disminuir pérdidas	1		x							x
4	x			Vapor	Calderas	x	x	Utilizar aire caliente de compresores de aire para alimentar combustión de las calderas	Disminuir consumo de gas combustible - Mejorar combustión	2	x								x
5	x			Vapor	Calderas	x	x	Construir sistema de recolección de condensados	Disminuir consumo de gas combustible	3	x								x

Ítem	Ahorro por disminución en consumo			Sistema	Equipo	Impacto Positivo en		Descripción General del Proyecto de Optimización	Objetivo	Prioridad	Inversión Capital		Tiempo estimado de Retorno [años]			Tiempo para implementación [meses]			
	Gas Nat	E. Elec	Agua			DAS	RH				SI	NO	0-2	2-5	> 5	0-6	6-12	> 12	
									y agua.										
6	x			Gas inerte	Generador de gas inerte	x	x	Actualizar sistema de control de combustión	Disminuir el consumo de gas combustible (exceso de combustible en la combustión).	2	x		x					x	
7	x			Gas inerte	Generador de gas inerte	x		Construir un sistema para utilizar gases de escape de caldera como gas inerte	Disminuir el consumo de gas combustible	3	x		x						x
7	x			Gas inerte	Generador de gas inerte	x		Proyecto de Autogeneración o cogeneración que utilice los gases de escape de un motor o turbina a gas para producir el gas inerte	Disminuir consumo de gas combustible - Generar el vapor y el gas Inerte	3	x		x						x

Ítem	Ahorro por disminución en consumo			Sistema	Equipo	Impacto Positivo en		Descripción General del Proyecto de Optimización	Objetivo	Prioridad	Inversión Capital		Tiempo estimado de Retorno [años]			Tiempo para implementación [meses]		
	Gas Nat	E. Elec	Agua			DAS	RH				SI	NO	0-2	2-5	> 5	0-6	6-12	> 12
8	x			Gas inerte	Generador de gas inerte	x	x	Rutinas de O&M	Disminuir consumo de gas combustible - Disminuir pérdidas de Gas Inerte	1	x					x		
9	x	x		Gas inerte	Generador de gas inerte	x	x	Evaluar la posibilidad de disminuir la presión del sistema	Disminuir consumo de gas net por menor consumo de gas inerte y también menor consumo de energía para comprimir en gas	1	x					x		
10	x	x		Gas inerte / vapor	Generador de gas inerte	x	x	construir un sistema de trigeneracion (generar electricidad vapor y gas inerte)	Disminuir consumo de gas combustible utilizado en los sistemas de vapor y gas inerte	3		x					x	

Ítem	Ahorro por disminución en consumo			Sistema	Equipo	Impacto Positivo en		Descripción General del Proyecto de Optimización	Objetivo	Prioridad	Inversión Capital		Tiempo estimado de Retorno [años]			Tiempo para implementación [meses]		
	Gas Nat	E. Elec	Agua			DAS	RH				SI	NO	0-2	2-5	> 5	0-6	6-12	> 12
11		x	x	Agua Fría	Chillers y tuberías	x	x	Rutinas de O&M	Evitar o disminuir pérdidas de agua fría.	1	x					x		
12		x		Agua Fría	Chillers y tuberías	x	x	Proyecto de cogeneración con aprovechamiento del calor remanente del sistema de refrigeración del motor para generar frío mediante chiller por absorción.	Disminuir consumo de energía en equipos de AA									
13		x		Refrigeración (AA)	Equipos de Aire Acondicionado	x	x	Rutinas de O&M	Optimizar O&M para disminuir consumo de energía en equipos de AA									
14		x		Refrigeración (AA)	Equipos de Aire Acondicionado	x	x	Implementar ventanas de doble vidrio en los edificios	Disminuir pérdidas equipos de AA	2	x					x		

Ítem	Ahorro por disminución en consumo			Sistema	Equipo	Impacto Positivo en		Descripción General del Proyecto de Optimización	Objetivo	Prioridad	Inversión Capital		Tiempo estimado de Retorno [años]			Tiempo para implementación [meses]		
	Gas Nat	E. Elec	Agua			DAS	RH				SI	NO	0-2	2-5	> 5	0-6	6-12	> 12
15	x	x		Generación eléctrica y Agua Fría	Chillers y sistema eléctrico	x	x	Proyecto de cogeneración con aprovechamiento del calor remanente del sistema de refrigeración del motor para generar frío mediante chiller por absorción.	Disminuir el consumo de energía eléctrica	3	x							x
16		x		Motores Eléctricos	Motores Eléctricos	x	x	Reemplazo de motores obsoletos o sobredimensionados por motores de alta eficiencia y	Disminuir el consumo de energía eléctrica	2	x							x
17		x		Agitadores de Tanques/reactores	Motores Eléctricos	x	x	Implementar variadores de Velocidad y retirar o disminuir reducciones mecánicas de velocidad.	Disminuir el consumo de energía eléctrica	2	x							x

Ítem	Ahorro por disminución en consumo			Sistema	Equipo	Impacto Positivo en		Descripción General del Proyecto de Optimización	Objetivo	Prioridad	Inversión Capital		Tiempo estimado de Retorno [años]			Tiempo para implementación [meses]		
	Gas Nat	E. Elec	Agua			DAS	RH				SI	NO	0-2	2-5	> 5	0-6	6-12	> 12
18		x		Sistemas Eléctricos	bancos de condensadores y otros equipos	x	x	Rutinas de O&M	Disminuir consumo de energía reactiva	1	x				x			
19		x		Sistemas Eléctricos	Red eléctrica y subestaciones	x	x	Proyecto para conectar a 32.5kV	Disminuir tarifa de energía eléctrica por costo de transporte y distribución.	3	x					x		
20	x			Gas natural	Gas natural	x	x	Solicitar reclasificación para obtener tarifa de gran consumidor (no regulado)	Disminuir tarifa de gas natural	1	x							x
21		x		Sistemas Eléctricos	Sistema de Alumbrado	x	x	Actualización de luminarias por lámparas de mayor eficiencia, sensores de movimiento, etc.	Disminuir el consumo de energía eléctrica	2	x							x
22		x		Sistema de Aire Comprimido	Compresores de aire y tuberías	x	x	Rutinas de O&M	Minimizar pérdidas y optimizar operación	1	x							x

Ítem	Ahorro por disminución en consumo			Sistema	Equipo	Impacto Positivo en		Descripción General del Proyecto de Optimización	Objetivo	Prioridad	Inversión Capital		Tiempo estimado de Retorno [años]			Tiempo para implementación [meses]		
	Gas Nat	E. Elec	Agua			DAS	RH				SI	NO	0-2	2-5	> 5	0-6	6-12	> 12
23		x		Sistema de Aire Comprimido	Compresores de aire y tuberías	x	x	Evaluar la posibilidad de disminuir la presión del sistema	Disminuir consumo de aire comprimido	1	x					x		
24		x		Sistema de Aire Comprimido	Bombas Neumáticas		x	Reemplazo de Bombas neumáticas por bombas actuadas por motor eléctrico	Disminuir consumo de aire comprimido en plana de aguas blancas	1	x					x		c

BIBLIOGRAFIA

BEJAN, Adrian y KRAUS, Allan D. Heat Transfer Handbook, Department of Mechanical Engineering. Ohio: Duke University of Akron.

BIELER, Patric. Analysis and modeling of the energy consumption of chemical batch plants. Zürich: Gruppe für Umwelt & Sicherheitstechnologie, 2004.

BONILLA FELIZOLA, William Arley. Propuesta para un uso racional de la energía en el acueducto metropolitano de Bucaramanga en el sistema subestación alimentadora sistema de bombeo de la planta de Bosconia. Bucaramanga, 2006, 249p. Trabajo de grado (Ingeniero Electrónico). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas.

COLOMBIA. UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA. Evaluación del potencial y estructura del mercado de servicios de uso racional y eficiente de energía. Bogotá, 2002.

COLOMBIA. CENTRO NACIONAL DE PRODUCCION MAS LIMPIA. Guía de buenas prácticas en uso racional de la energía en el sector de las pequeñas y medianas empresas. 1 ed. Medellín, 2002. 86 p. ISBN 97200-6-3.

Consortium for energy efficiency, Inc. Cee Premium – efficiency motors initiative, efficiency specifications, 2001. Available from Internet: <http://www.cee1.org/ind/mot-sys/mtr-ms-main.php3>.

ESTADOS UNIDOS DE AMERICA, DEPARTMENT OF ENERGY., Industrial technologies program. Determining Electric motor load and efficiency [online], Available from Internet: <http://www1.eere.energy.gov/industry/bestpractices/techpubs_motors.html>.

-----, -----, -----. Replacing an oversized and underloaded electric motor. Available from Internet: < <http://www1.eere.energy.gov/industry/bestpractices/motors.html>>.

-----, -----, -----. Energy tips – Compressed Air, Alternative Strategies for low-pressure end uses, Compressed Air Tip Sheet #11. August 2004, Available from Internet: <<http://www1.eere.energy.gov/industry/bestpractices>>.

-----, -----, -----. Energy tips – Compressed Air, Analyzing Your Compressed Air System, compressed Air Tip Sheet #4. August 2004, Available from Internet: <<http://www1.eere.energy.gov/industry/bestpractices>>.

-----, -----, -----. Energy tips – Compressed Air, Eliminate Inappropriate Uses of Compressed Air, compressed Air Tip Sheet #2. August 2004, Available from Internet: <<http://www1.eere.energy.gov/industry/bestpractices>>.

-----, -----, -----. Energy tips – Compressed Air, Minimize compressed air leaks, Energy Tips. Available from Internet: <<http://www1.eere.energy.gov/industry/bestpractices>>.

-----, -----, -----. Motor Challenge, Buying an Energy-efficient electric motor, Available from Internet: <<http://www1.eere.energy.gov/industry/bestpractices/motors.html>>

-----, -----, Maintenance Assessments: a best practice for energy-efficient building operations. Portland: Portland Energy Conservation, Inc, 1999. 54 p.

-----, COUNCIL OF INDUSTRIAL BOILER OWNERS. Energy Efficiency Handbook, Burke: Ronald A. Zetz, 1999. 64 p.

ESTADOS UNIDOS DE AMERICA. Pacific Gas and Electric Company. An in-Depth Examination of an Energy Efficiency Technology: efficient opportunities through motor maintenance, 1997. 12 p.

ESTADOS UNIDOS DE AMERICA. DEPARTMENT OF ENERGY. Improving Compressed Air System Performance. Washington, DC: Lawrence Berkeley National Laboratory. 2003. 128 p.

GOMEZ SUAREZ, Carlos Alberto y ROLONG LOPEZ, Alejandro. Estudio para la implementación de un programa de uso racional y eficiente de energía eléctrica en la industria cementera. Bucaramanga, 2004, 261p. Trabajo de grado (Ingeniero Electrónico). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físico Mecánicas.

JARA MORA, Freddy Alexander. Rediseño de hornos de curación de tabaco Virginia para mejorar la eficiencia energética en la empresa Protabaco S.A. Bucaramanga, 2006. Trabajo de grado (Ingeniero Mecánico). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físico Mecánicas.

McCOY, Gilbert A. y DOUGLASS, Jhon G. Energy Managemet for motor Driven systems. Olympia: Washington, 2 ed. Washington State University, 2000. 123 p.

RIOS PINTO, Luisa Fernanda. Desarrollo de una estrategia para el uso racional de energía para la planta de anhídrido ftálico en Carboquímica S.A. Bucaramanga, 2006, 61 p. Trabajo de grado (Ingeniero Químico). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería Química.

SILVA MURILLO, Álvaro Giovanni y PEÑA PIZA, Frank Daniel. Diseño y elaboración de un portafolio de servicios tecnológicos para el CDT de gas para el uso racional y eficiente de la energía (URE) en procesos de combustión de gas natural. Bucaramanga, 2006, 154 p. Trabajo de grado (Ingeniero Mecánico). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica.

WULFINGHOFF, Donald. Energy Efficiency Manual. 1 ed. Wheaton, Maryland: Energy Institute Press, 1999. ISBN 0-9657926-7-6.